

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

n. 6 – maggio / giugno 2011

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**



# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

maggio/giugno 2011

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda ed Antonio Villafranca  
Approfondimento di Demosthenes Floros

---

## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

|  |    |
|--|----|
| Introduzione .....   | 3  |
| 1. Analisi comparata degli Stati europei .....                           | 4  |
| 1.1 Italia .....   | 8  |
| 1.2 Germania .....   | 11 |
| 1.3 Francia.....   | 13 |
| 1.4 Regno Unito.....   | 15 |
| 1.5 Spagna .....   | 16 |
| 1.6 Polonia .....  | 18 |
| 1.7 Altri Paesi dell'UE.....   | 19 |
| 2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas ..... | 20 |
| 2.1. Russia e vicini orientali .....                                     | 20 |
| 2.2. Bacino del Caspio.....  | 23 |
| 2.3. Turchia e Medio Oriente.....  | 25 |
| 3. Corridoi energetici europei .....                                     | 28 |
| 3.1. <i>Nord Stream</i> .....  | 28 |
| 3.2 <i>Nabucco</i> .....   | 28 |
| 3.3 Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI) .....                   | 29 |
| 3.4. <i>South Stream</i> .....   | 30 |
| 3.5 <i>Trans Adriatic Pipeline</i> (TAP) .....                           | 31 |
| 3.6. <i>Medgaz</i> .....   | 32 |
| Fonti.....   | 33 |

## PARTE II – APPROFONDIMENTO

### L'OTIGINE DEI PREZZI DEL GAS E DEL PETROLIO

|  |    |
|--|----|
| Introduzione .....                               | 34 |
| 1. Come si determina il prezzo del gas.....      | 34 |
| 2. Prezzi del gas e indicizzazione .....         | 35 |
| 3. Come si determina il prezzo del petrolio..... | 36 |
| 4. Scenari futuri.....                           | 38 |
| 5. Conclusioni .....                             | 39 |
| Bibliografia .....                               | 40 |
| Siti consultati.....                             | 40 |

## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### INTRODUZIONE

Il gas naturale sta conoscendo un periodo d'intensa diffusione a livello globale, tanto da far parlare di un' "età dell'oro" di questa fonte energetica.

Una serie di fattori contribuisce a questo successo: la versatilità d'uso, l'ampia disponibilità di riserve, la diffusione di giacimenti anche fuori dall'instabile area mediorientale, i vantaggi in termini ambientali.

Questo *mix* di caratteristiche positive non deve tuttavia far dimenticare gli aspetti problematici per la sicurezza energetica: la necessità di costose infrastrutture, la difficoltà di utilizzo nel settore dei trasporti, l'assenza di un mercato globale in grado di far incontrare in modo efficiente domanda e offerta, nonché di allocare tempestivamente gli investimenti necessari alla produzione futura.

La creazione di infrastrutture di liquefazione e rigassificazione può dare un contributo determinante nella formazione di un mercato globale, anche se restano i limiti posti dalla competitività economica dei gasdotti su scala regionale e dalla presenza sui mercati finali di ex-monopolisti in grado di limitare fortemente il livello di concorrenzialità.

Infine, emerge in molti casi il problema della mancata definizione di politiche energetiche di lungo periodo in grado di orientare le scelte di investimento e di sottrarre le decisioni strategiche a decisioni focalizzate su una prospettiva di breve periodo.

Questo *Focus* procede, in una prima sezione, all'analisi delle più recenti evoluzioni inerenti la **sicurezza energetica italiana** ed europea mentre, in una seconda sezione, analizza le **dinamiche dei Paesi fornitori** (Russia *in primis*) e di transito del gas (con particolare attenzione alla Turchia). Una terza sezione copre il tema dei **corridoi energetici** europei, fornendo indicazioni in merito allo stato attuale della loro realizzazione e alle problematiche politico-economiche che possono determinare ritardi, se non addirittura il totale abbandono dei progetti. Il *Focus* è completato da un approfondimento focalizzato sulle modalità di formazione del prezzo del gas e sull'importanza della sua indicizzazione al prezzo dei prodotti petroliferi. Specifica attenzione viene dedicata al livello attuale e prospettico del **prezzo del petrolio** (e quindi anche del gas) alla luce delle più recenti dinamiche internazionali (**attacco in Libia e rivolte nei paesi del Mediterraneo**, ripresa economica e rilancio della domanda delle risorse energetiche ecc.).

## 1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

La **crescita economica** che ha caratterizzato il 2010 e il primo semestre del 2011 sembra destinata a proseguire anche nella seconda parte dell'anno. Secondo le stime della Commissione Europea, la crescita su base annuale dovrebbe essere dell'1,8% (1,6% per l'area Euro) per il 2011, mentre per il 2012 dovrebbe essere dell'1,9% (1,8% per l'area Euro)<sup>1</sup>. Nonostante l'intensità energetica decrescente dell'economia europea, questo trend economico è destinato a tradursi in un aumento a livello europeo dei consumi di energia, gas *in primis*.

In un'ottica di medio periodo, entro il 2020 la domanda di gas dovrebbe crescere di circa 55 Gmc, passando da 520 Gmc (2010) a 575 Gmc. Contemporaneamente, la produzione interna all'UE dovrebbe diminuire di circa 54 Gmc da 176 Gmc nel 2010 a 122 Gmc nel 2020. Complessivamente, dunque, le **importazioni di gas dell'UE aumenteranno di circa 109 Gmc entro il 2020**<sup>2</sup>.

La nuova domanda di gas dovrebbe concentrarsi soprattutto (75%) nel settore termoelettrico. Attualmente le **centrali elettriche alimentate a gas** forniscono ogni anno quasi 800 TWh, pari al **23% del fabbisogno europeo**. Questa percentuale è destinata ad aumentare nel corso del decennio – fino a oltre il 25% – per ragioni essenzialmente economiche. In mercati come quelli europei, in larga misura liberalizzati ma con un contesto regolatorio instabile, gli operatori hanno, infatti, un incentivo particolarmente forte a minimizzare l'esposizione finanziaria necessaria a realizzare le infrastrutture. Nella generazione elettrica, le centrali a gas rappresentano una soluzione particolarmente adatta: secondo le stime IEA, 1.000 megawatt di potenza installata a gas costano 730 milioni di euro (tutte le centrali elettriche italiane corrispondono a 110.000 MW). La stessa capacità a carbone costerebbe 1,5 miliardi di euro (2,6 miliardi con anche la cattura dell'anidride carbonica), con l'eolico a terra 1,6 miliardi (ma con un tasso di utilizzo parti a un terzo), con il fotovoltaico 4,1 miliardi (e con un tasso di utilizzo inferiore a un sesto)<sup>3</sup>.

Attualmente la potenza **termoelettrica a gas** installata in Europa è pari a circa 180.000 MW (22% del totale) e dovrebbe arrivare a oltre 220.000 entro il 2015<sup>4</sup>. Queste previsioni tuttavia non scontano ancora le conseguenze dell'incidente di Fukushima sulle scelte di politica energetica. La decisione tedesca di mandare a esaurimento il proprio parco **nucleare** (v. § 1.2.), la mancata reintroduzione del nucleare in Italia (v. § 1.1.) e il rallentamento degli investimenti in altri Paesi europei si tradurranno, infatti, in un aumento del numero di centrali a gas naturale. Inoltre, la capacità termoelettrica a gas naturale è funzionale al perseguimento degli **obiettivi in materia ambientale**: da un lato consente un livello minore di emissioni rispetto al carbone (0,38 kg di anidride carbonica per ogni kWh prodotto, contro gli 0,78 del carbone); dall'altro risulta essere complementare alla nuova capacità

---

<sup>1</sup> Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economic Forecast*, primavera 2011.

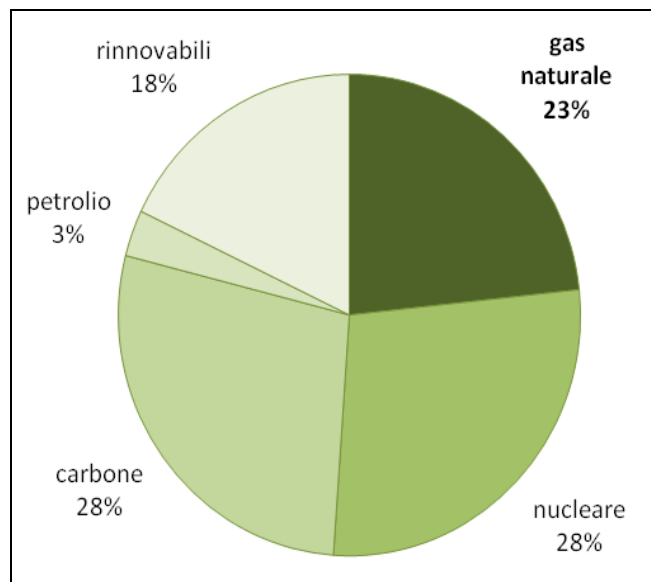
<sup>2</sup> Elaborazioni su Eurogas, *Long term outlook for gas demand and supply 2007-2030*, 2010.

<sup>3</sup> IEA/NEA, *Projected Costs of Generating Electricity 2010*.

<sup>4</sup> Dati riferiti al 2008. Fonte: IEA, *World Energy Outlook 2010*.

di generazione da fonti rinnovabili: essendo sempre disponibile in tempi relativamente brevi, consente di compensare l'intrinseca instabilità della generazione eolica e solare.

FIG. 1.1 - Generazione elettrica in UE per fonti (2008)



*Nota:* La quota del gas naturale è attualmente di circa un quarto del totale, ma è destinata a crescere nel corso del decennio.

*Fonte:* elaborazione su dati IEA.

Dal punto di vista della **sicurezza energetica**, il ruolo crescente del gas naturale nella generazione elettrica pone tuttavia alcuni problemi. In caso di emergenza, infatti, la riduzione o l'interruzione della fornitura di gas ai consumatori industriali – e al limite anche a quelli civili – comporta costi economici alti ma supportabili; l'interruzione della generazione elettrica o un suo razionamento rappresenta invece una minaccia non solo per la stabilità economica, ma più in generale per l'ordine pubblico. Per i paesi europei, dunque, **un alto livello di generazione elettrica da una fonte rappresenta dunque un moltiplicatore dei rischi per la sicurezza energetica**, soprattutto se – come nel caso del gas naturale – una quota significativa del fabbisogno è soddisfatta da importazioni provenienti da Paesi extra-UE.

I **due fattori di rischio** che si combinano sono, dunque, da un lato il peso crescente del gas naturale nella generazione elettrica – che al limite può arrivare a spiazzare le altre fonti – e dall'altro la crescente dipendenza dalle importazioni non-UE - che al limite può risolversi in una dipendenza completa. Per valutare il livello di rischio e la conseguente vulnerabilità è possibile dunque individuare un sintetico indicatore di vulnerabilità, composto dalla combinazione di questi due valori e utile per individuare situazioni di particolare criticità (tabella 1.1).

L'indicatore – limitandosi a mettere in risalto il ruolo del gas di provenienza non-UE nella generazione elettrica e semplificando intenzionalmente rispetto ad altre possibili variabili come le capacità di stoccaggio del Paese – suggerisce in sintesi la presenza di una **vulnerabilità nella struttura dei consumi del Paese**.

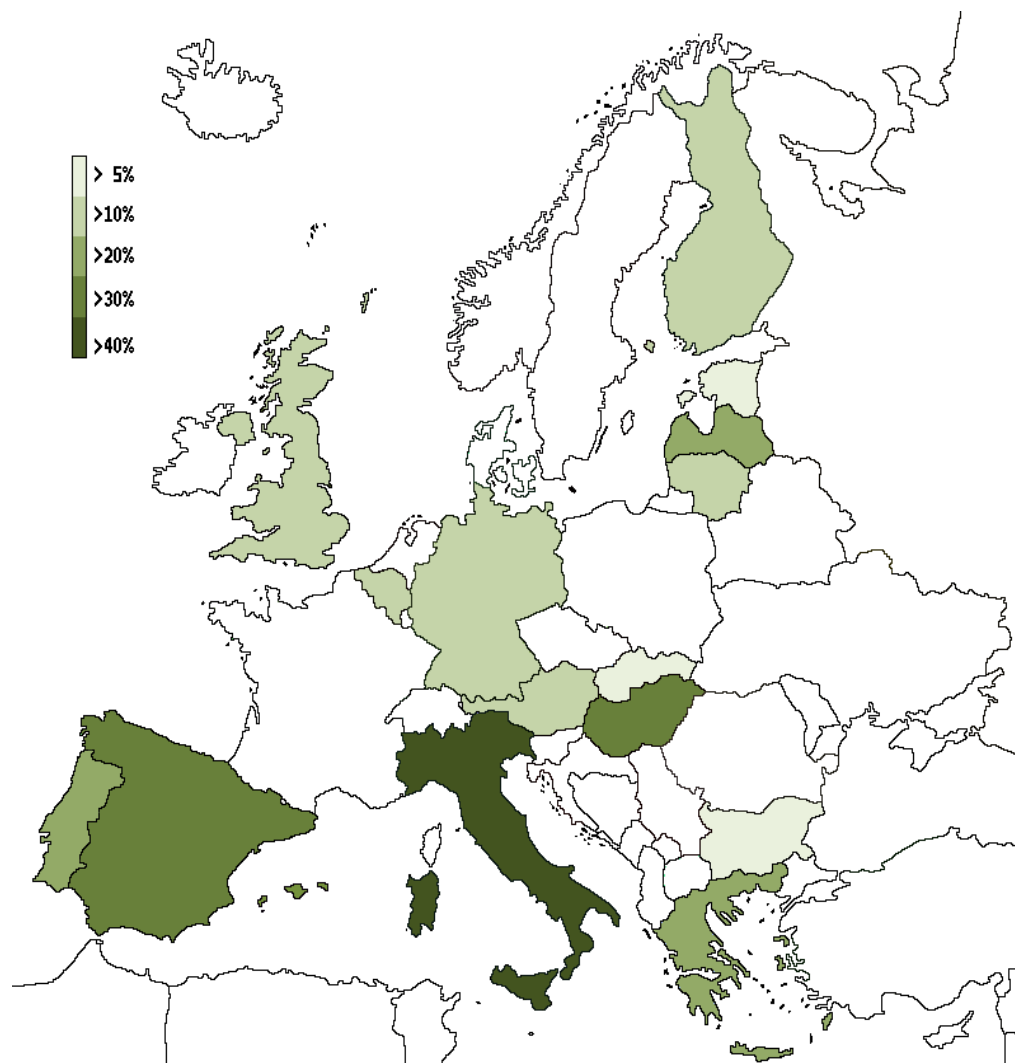
Il valore medio dell'indicatore a livello UE è piuttosto basso (15 su 100), ma esiste una notevole eterogeneità tra i principali Paesi europei. Da un lato ve ne sono alcuni con un rischio nullo o basso (Polonia, Francia) e medio-basso (Germania, Regno Unito), dall'altro ve ne sono altri con un livello di **rischio significativo (Italia, Spagna)**. Questi ultimi devono confrontarsi con una situazione di maggiore vulnerabilità, che richiede infrastrutture adeguate per minimizzare i rischi del ricorso al gas naturale, inevitabile nel breve-medio periodo (v. §§ 1.1. e 1.5.).

Tab. 1.1 - Indice di rischio derivante dal ruolo del gas naturale importato da Paesi non-UE nella generazione elettrica, dati riferiti al 2008

|               | ELETTRICITÀ DA GAS NATURALE | DIPENDENZA DA IMPORTAZIONI NON-UE | INDICE DI VULNERABILITÀ |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Austria       | 16%                         | 82%                               | 13                      |
| Belgio        | 26%                         | 55%                               | 14                      |
| Bulgaria      | 5%                          | 97%                               | 5                       |
| Cipro         | -                           | -                                 | 0                       |
| Danimarca     | 18%                         | -                                 | 0                       |
| Estonia       | 7%                          | 100%                              | 7                       |
| Finlandia     | 12%                         | 100%                              | 12                      |
| Francia       | 4%                          | 78%                               | 3                       |
| Germania      | 14%                         | 75%                               | 10                      |
| poGrecia      | 20%                         | 100%                              | 20                      |
| Irlanda       | 53%                         | -                                 | 0                       |
| <b>Italia</b> | <b>48%</b>                  | <b>82%</b>                        | <b>40</b>               |
| Lettonia      | 27%                         | 100%                              | 27                      |
| Lituania      | 15%                         | 100%                              | 15                      |
| Lussemburgo   | 31%                         | -                                 | 0                       |
| Malta         | -                           | -                                 | 0                       |
| Paesi Bassi   | 51%                         | -                                 | 0                       |
| Polonia       | 2%                          | 68%                               | 1                       |
| Portogallo    | 27%                         | 100%                              | 27                      |
| Regno Unito   | 44%                         | 29%                               | 13                      |
| Rep. Ceca     | 3%                          | 99%                               | 3                       |
| Romania       | 15%                         | 28%                               | 4                       |
| Slovacchia    | 5%                          | 99%                               | 5                       |
| Slovenia      | 3%                          | 100%                              | 3                       |
| Spagna        | 39%                         | 100%                              | 39                      |
| Svezia        | -                           | -                                 | 0                       |
| Ungheria      | 35%                         | 87%                               | 30                      |
| UE            | 23%                         | 65%                               | 15                      |

Fonte: elaborazione su dati IEA ed Eurogas.

Fig. 1.2 - Fattore di rischio combinato derivante dal peso del gas naturale nel mix di generazione elettrica e dal livello di dipendenza dalle importazioni non-UE



Fonte: elaborazione su dati IEA ed Eurogas (© Valentina Colombo).

La necessità di soddisfare in modo affidabile ed economicamente competitivo il fabbisogno di gas naturale è comune a tutti i Paesi europei, indipendentemente dal livello di rischio. La forte competizione internazionale, l'alto costo dei sussidi alle rinnovabili e gli effetti non del tutto sopiti della crisi economica creano, infatti, un forte incentivo a **cercare soluzioni di approvvigionamento che garantiscano maggior efficienza e redditività**. Un ulteriore incentivo a tali soluzioni è rappresentato dalle previsioni di crescita del costo della materia prima: **Alexei Miller**, amministratore delegato di Gazprom, ha recentemente dichiarato che entro la fine dell'anno il prezzo del gas naturale russo in Europa crescerà fino a 500 dollari ogni mille metri cubi, a fronte di una media del prezzo sulle importazioni in Italia a inizio anno di 400 dollari, già saliti a 450 nel mese di giugno (v. Approfondimento).



I nuovi rigassificatori che stanno sorgendo lungo le coste europee svolgono un'importante funzione nel mitigare gli effetti dei prezzi crescenti delle importazioni provenienti via gasdotto dalla Federazione russa. Quest'anno, due nuovi Paesi europei si sono dotati per la prima volta di **capacità d'importazione di GNL**. A giugno è stato inaugurato nei Paesi Bassi il *Gate Terminal*, che diventerà operativo da settembre con una capacità annua di 12 Gmc, espandibile a 16. A maggio è entrato in funzione il primo terminal GNL del Mar Baltico (a Nynäshamn, in Svezia), destinato a rifornire con gas norvegese i vicini impianti di raffinazione e alcuni clienti industriali di gas (la capacità di stoccaggio dell'impianto è di 0,12 Gmc). Strutture per aumentare la capacità d'importazione GNL sono in avanzato stato di realizzazione anche in **Italia** (v. § 1.1.) e **Regno Unito** (v. § 1.4.), mentre esistono importanti **progetti anche in Francia, Polonia e nei Paesi baltici** (v. § 1.7.).

Un'altra importante prospettiva per la sicurezza energetica europea è rappresentata dal gas non convenzionale potenzialmente presente in vari Paesi (ma non in Italia). In particolare, in Polonia si stima esistano importanti riserve di gas da scisti bituminosi (v. *Focus 2/2010*). Tuttavia, a differenza di quanto accaduto negli Stati Uniti negli ultimi tre anni, difficilmente il **gas non convenzionale giocherà un ruolo determinante nella produzione europea**. A prescindere dall'effettiva consistenza delle risorse presenti nel sottosuolo, infatti, un insieme di fattori rende problematico e potenzialmente antieconomico lo sfruttamento del gas non convenzionale: le stringenti normative ambientali europee (soprattutto in materia idrica), l'alta densità di popolazione nelle aree potenzialmente produttive, la legge sullo sfruttamento delle risorse minerarie (molto meno favorevole alle imprese di quella americana).

Infine, è necessario sottolineare come il rafforzamento del mercato a livello nazionale ed europeo rappresenti uno strumento fondamentale per accrescere l'efficienza degli operatori, allocare in modo tempestivo le risorse e garantire la sicurezza energetica nazionale anche a fronte di incrementi dei prezzi della materia prima. Per favorire il rafforzamento del mercato è assolutamente necessario che il **contesto regolatorio** nazionale ed europeo sia nel contempo **stabile e poco invasivo**, al fine di consentire agli operatori scelte d'investimento di lungo periodo non soggette a eccessive incertezze (e relativi costi).

## 1.1 ITALIA

La domanda di gas in Italia ha conosciuto un **significativo rallentamento nel secondo trimestre del 2011**, facendo registrare tre mesi consecutivi di contrazione rispetto ai dati degli stessi mesi del 2010 (aprile -15%, maggio -2,9%, giugno -3,8%). A pesare sono stati in primo luogo i consumi residenziali, che hanno risentito del clima più mite rispetto all'anno scorso in aprile e maggio. Il dato relativo ai consumi industriali è invece diminuito per la prima volta nell'anno a giugno (-2,3%), segno di una ripresa economica che stenta a consolidarsi. Il dato più negativo resta però quello del settore termoelettrico, che non solo è più basso rispetto a quello di giugno 2010 (-8,6%), ma è più basso perfino di quello di giugno 2009, anno della maggior crisi dei consumi<sup>9</sup>.

La **situazione difficile del settore termoelettrico** è ancora più evidente se si considera il dato aggregato relativo al primo semestre 2011: rispetto all'analogo periodo del 2008, i consumi sono inferiori del 17,9%. La debolezza della domanda termoelettrica – strategica per le decisioni d'investimento dei principali operatori – si traduce in un incentivo a rallentare i tempi di realizzazione delle nuove infrastrutture, con riflessi negativi sulla sicurezza energetica nazionale.

La situazione è ancora più critica se si guarda all'**indicatore di vulnerabilità** con riferimento alla produzione di elettricità in **Italia**, pari a **40**. Il mix di generazione elettrica, infatti, non solo è pesantemente sbilanciato verso il gas naturale – che fornisce quasi il 50% della produzione (v. Fig. 1.2) – ma è anche in larga misura dipendente dalle importazioni non-UE. In pratica, il 40% dell'elettricità consumata in Italia è prodotta a partire da gas non europeo e ogni interruzione delle forniture può avere importanti ripercussioni sugli approvvigionamenti nazionali e, a cascata, sul sistema economico e sociale. Il valore dell'indicatore di vulnerabilità è, infatti, il più alto a livello europeo (la **media UE è 14**) e sconta l'assenza di una programmazione di lungo periodo delle strategie di diversificazione del mix energetico.

Il dato relativo alla vulnerabilità è in parte mitigato dalla varietà dei fornitori non-UE dell'Italia. L'importanza della diversificazione dei fornitori e delle rotte di approvvigionamento è parsa particolarmente evidente in occasione dell'interruzione del TENP (da Paesi Bassi e Norvegia) nel 2010 e di *Greenstream* (dalla Libia) nel 2011. Tuttavia, come sottolineato da Paolo Scaroni, amministratore delegato di ENI, il **sistema italiano** è in grado di resistere con un ga-

| ITALIA                        |                       |
|-------------------------------|-----------------------|
| Consumo di gas (2010) .....   | 81,1 Gmc <sup>5</sup> |
| Consumo previsto (2020) ...   | 94,3 Gmc <sup>6</sup> |
| Capacità annua GNL .....      | 11,4 Gmc <sup>7</sup> |
| Elettricità da gas (2010) ... | 44,8 % <sup>8</sup>   |
| Indicatore vulnerabilità .    | 40 (alto)             |

<sup>5</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

<sup>6</sup> BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

<sup>7</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

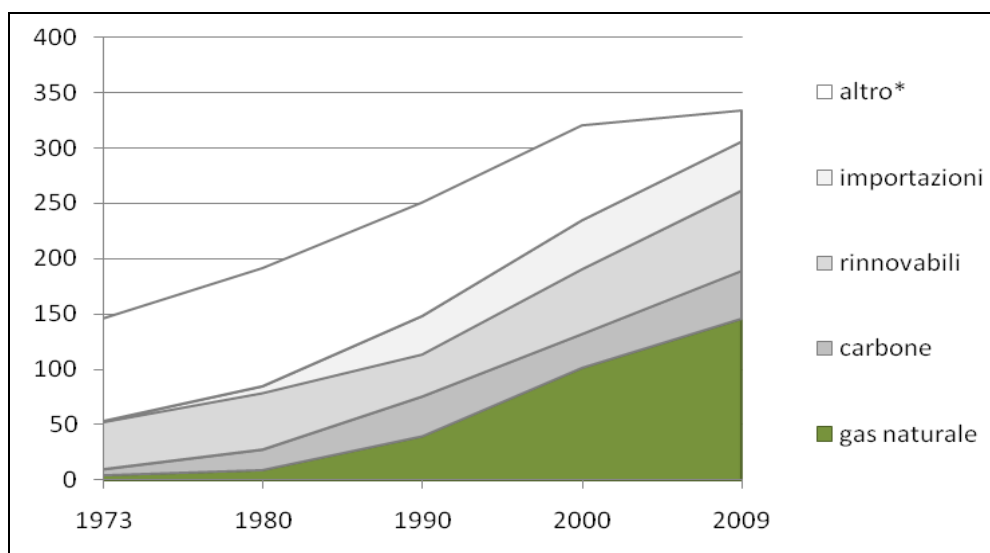
<sup>8</sup> Terna, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - quadro di sintesi al 11 marzo 2011*.

<sup>9</sup> Staffetta Quotidiana, *Analisi mensile consumi gas*.

sdotto fuori uso, ma **difficilmente può far fronte all'interruzione simultanea di due gasdotti**. Fino alla ripresa dei flussi dalla Libia – di cui è difficile prevedere una tempistica – il sistema di approvvigionamento nazionale è dunque particolarmente esposto.

Il ruolo centrale del gas naturale nella generazione elettrica, pur rappresentando un fattore di vulnerabilità, è difficilmente superabile nel breve e medio periodo a causa dell'assenza di alternative competitive sul piano economico. Inoltre, **l'esclusione del nucleare** dal mix energetico nazionale ha tra le sue conseguenze **la necessità di ricorrere ulteriormente al gas naturale** per soddisfare la nuova domanda che emergerà nei prossimi anni e per rimpiazzare almeno parte delle centrali elettriche più obsolete. Di conseguenza, nonostante gli ampi sussidi alle fonti rinnovabili, il gas naturale molto probabilmente continuerà a soddisfare tra il 40 e il 50% del fabbisogno elettrico nazionale.

FIG. 1.3 - Italia: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: \* petrolio e nucleare.

Fonte: elaborazione su dati IEA.

Anche il secondo fattore di vulnerabilità, la dipendenza dalle importazioni non-UE, è con ogni probabilità destinato ad aumentare in futuro, in conseguenza del progressivo declino tanto della produzione nazionale quanto di quella degli altri Paesi UE. Complessivamente, dunque, i due fattori di vulnerabilità individuati sono difficilmente circoscrivibili. Tuttavia, è possibile individuare alcune **misure fondamentali per mitigare i rischi** derivanti dalla vulnerabilità.

Si tratta di misure essenzialmente collegate agli investimenti infrastrutturali: capacità di stoccaggio, nuovi gasdotti, rigassificatori. La **capacità di stoccaggio** (v. *Focus 2/2010*) rappresenta un elemento centrale della sicurezza energetica nazionale. La realizzazione di nuova capacità, in grado di fornire maggiori garanzie di continuità dei consumi nel breve periodo,

rappresenta il primo elemento di una strategia volta a garantire la sicurezza energetica nazionale in presenza di un alto rischio. In questa prospettiva, è necessario adottare iniziative che favoriscano la realizzazione di nuovi siti (come quello da 1,3 Gmc recentemente autorizzato a Cornegliano, Lodi) e l'ampliamento di quelli esistenti.

Un secondo elemento necessario a mitigare i rischi del sistema italiano è la realizzazione di **nuove infrastrutture di trasporto**, sia via tubo sia via GNL, in una logica di diversificazione. In tal senso, i progetti destinati all'importazione di gas da nuovi fornitori e lungo nuove rotte (ITGI, v. § 3.3.; TAP, v. § 3.5.) sono senza dubbio quelli in grado di dare il contributo maggiore alla sicurezza energetica nazionale. Per quanto riguarda la capacità di rigassificazione, oltre alla realizzazione dell'impianto *offshore* OLT (3,7 Gmc, ancorato al largo tra Pisa e Livorno), che dovrebbe entrare in servizio nel 2012, esiste una decina di progetti (tra cui l'espansione di Panigaglia, La Spezia) che potrebbe dare un importante contributo alla diversificazione degli approvvigionamenti.

Per quanto concerne l'aumento della capacità di stoccaggio e la costruzione di rigassificatori, un elemento essenziale della realizzazione di nuove infrastrutture è la rapidità e la certezza dei criteri di autorizzazione. L'attuale *iter*, soprattutto nel caso dei rigassificatori, è estremamente complesso e caratterizzato da ampi margini di opacità; il risultato è un forte disincentivo per gli operatori, come dimostrato nelle recenti vicende del rigassificatore di Brindisi (l'Autorità della concorrenza e del mercato ha rilevato come due prescrizioni della valutazione di impatto ambientale siano incompatibili con i principi di concorrenza). Complessivamente, sarebbe decisamente auspicabile un **accentramento a livello nazionale degli itinerari autorizzativi per infrastrutture rilevanti per la sicurezza energetica nazionale**, al fine di consentire agli operatori di effettuare le decisioni d'investimento in un quadro stabile e certo.

## 1.2 GERMANIA

L'economia tedesca ha confermato il trend positivo del 2010 e dovrebbe continuare a crescere nel 2011 (2,6%) più della media europea (1,8%). La crescita economica è destinata a tradursi in un rafforzamento dei consumi energetici, inclusi quelli di gas naturale. Il fabbisogno tedesco (87 Gmc) ha già superato nel 2010 i livelli pre-crisi ed è destinato quest'anno ad **avvicinarsi ai suoi massimi storici**, fatti registrare nel 2006 (93,6 Gmc)<sup>14</sup>.

| GERMANIA                        |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| Consumo di gas (2010) .....     | 87,0 Gmc <sup>10</sup>  |
| Consumo previsto (2020) .....   | 105,1 Gmc <sup>11</sup> |
| Capacità annua GNL .....        | -- Gmc <sup>12</sup>    |
| Elettricità da gas (2009) ..... | 12,9 % <sup>13</sup>    |
| Indicatore vulnerabilità ..     | 10 (basso)              |

<sup>10</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

<sup>11</sup> Elaborazioni su dati BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

<sup>12</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

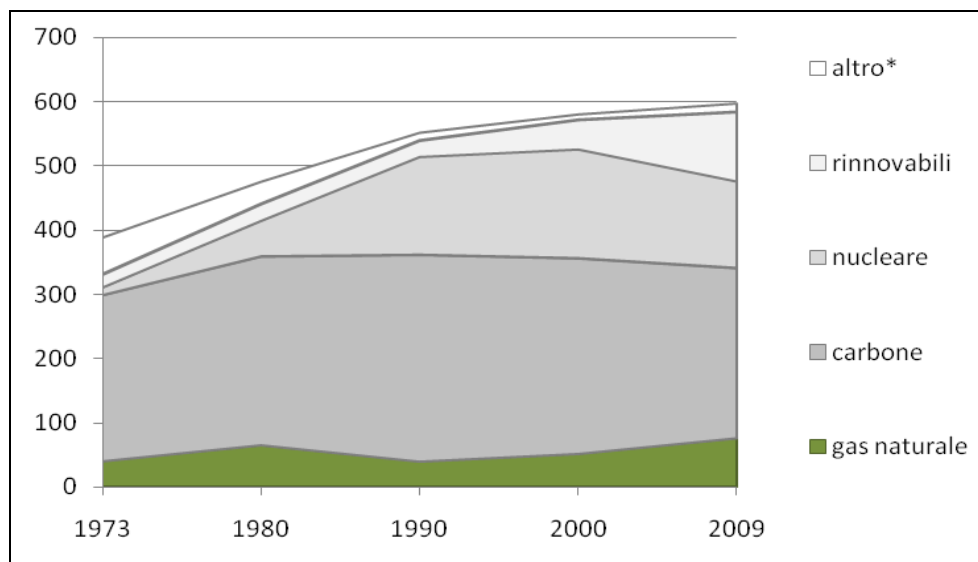
<sup>13</sup> IEA, *Electricity Information*, 2010.

<sup>14</sup> Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economic Forecast*, primavera 2011.

Un contributo essenziale all'aumento della domanda tedesca proviene dalla generazione elettrica. Attualmente, il gas naturale fornisce una quota relativamente contenuta (12,9%) dell'elettricità tedesca, a fronte di un ruolo dominante del carbone (44,3%) e del nucleare (22,6%)<sup>15</sup>. Il peso limitato del gas nella generazione elettrica spiega anche il valore piuttosto **basso** nell'**indicatore di vulnerabilità (10)**, nonostante un livello elevato di dipendenza da importazioni non-UE (72%)<sup>16</sup>.

La situazione tedesca è tuttavia destinata a cambiare rapidamente nei prossimi anni. La conferma della decisione tedesca di “uscire” dal nucleare entro il 2022 rappresenta, infatti, un cambiamento epocale. Su **diciassette centrali oggi esistenti** (20.000 MW), otto sono già state chiuse, sei chiuderanno entro il 2021 e le ultime tre entro il 2022<sup>17</sup>. Già prima di questa decisione, l'importanza del carbone nella generazione elettrica rendeva gli obiettivi ambientali particolarmente pesanti. L'immediata rinuncia a circa 7.000 MW di potenza nucleare installata – a emissioni zero – renderà ancora più problematico il rispetto dei vincoli.

FIG. 1.4 - Germania: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: \* petrolio e importazioni.

In evidenza il ruolo limitato del gas naturale, la centralità del carbone e l'attuale importanza del nucleare.

Fonte: elaborazione su dati IEA.

La rinuncia al nucleare è destinata a far salire il prezzo dell'elettricità tedesca; sostituire questa capacità interamente con fonti rinnovabili dipendenti dai sussidi avrebbe ulteriori effetti negativi sulla competitività tedesca e rappresenta quindi un'ipotesi solo in parte percorribile. Una quota consistente della nuova capacità sarà dunque alimentata a gas naturale: i primi 4.000 MW entreranno in funzione nel 2015, comportando una **nuova domanda di**

<sup>15</sup> Dati riferiti al 2009. Fonte: IEA, *Electricity Information*, 2010.

<sup>16</sup> Dato riferito al 2009. Fonte: Eurogas, *Statistical Report 2010*.

<sup>17</sup> Edgardo Curcio, *Dal no al nucleare in Germania i possibili vantaggi per l'Italia*, SQ, 03/06/2011.

**gas naturale di circa 4,2 Gmc/anno**<sup>18</sup>. La domanda di gas per la generazione elettrica dovrebbe essere ulteriormente rafforzata nei prossimi anni dalla necessità di rispettare i vincoli ambientali alle emissioni di anidride carbonica (v. *Focus 1/2011*) attraverso la dismissione di capacità di generazione a carbone.

Alla luce di queste considerazioni e qualora la crescita economica dovesse proseguire nel corso del decennio, la domanda tedesca di gas potrebbe superare i 105 Gmc nel 2020. Considerando che la produzione tedesca – pari a 11,4 Gmc nel 2010<sup>19</sup> – è in lento declino, il mercato tedesco avrà bisogno di **nuove importazioni** per almeno **20 Gmc/anno** al 2020. L'entrata in funzione a fine 2011 della prima linea del gasdotto Nord Stream (v. § 3.1.) si è dunque rivelata particolarmente tempestiva per garantire in prospettiva un approvvigionamento affidabile (27,5 Gmc) alla nuova domanda tedesca.

Considerando che la costruzione del *Nord Stream* è stata iniziata con altre condizioni di mercato – a cominciare dalle centrali nucleari con vita utile oltre il 2030 – e che non tutta la nuova capacità è destinata a soddisfare la domanda tedesca, **nuove infrastrutture di importazione** si renderanno necessarie nel corso del decennio per soddisfare la domanda degli operatori tedeschi. In particolare, potrebbero essere ancora due progetti controllati da Gazprom a soddisfare la domanda tedesca: il raddoppio del *Nord Stream* ed il *South Stream* (v. § 3.4.).

Dal punto di vista della sicurezza energetica, l'attuale congiuntura sembra indicare un peggioramento della situazione tedesca, a cominciare dall'indicatore di vulnerabilità. L'aumento della generazione termoelettrica con gas naturale e il contemporaneo aumento delle importazioni di gas russo avranno l'effetto di **incrementare progressivamente la vulnerabilità tedesca**.

La strategia di sicurezza perseguita dalla Germania – e avversata da alcuni Paesi dell'Europa orientale, come la Polonia e i tre Stati baltici – trascende in misura crescente la logica della vulnerabilità derivante dalla dipendenza e si basa invece su un **rafforzamento dell'interdipendenza con il fornitore russo**, che fa perno sulla dipendenza russa dai ricavi della vendita di gas (v. *Focus 3/2011*).

La strategia tedesca ha anche importanti conseguenze per gli altri mercati europei: l'accesso privilegiato alle forniture russe, infatti, consente alle imprese che partecipano ai consorzi di disporre di importanti volumi da commercializzare direttamente anche in mercati diversi da quello tedesco. Ad esempio, *Wintershall* ha recentemente rilevato da RWE il 50% della centrale a gas belga di *Zandvliet* (400 MW), che potrebbe in prospettiva assorbire almeno in parte i 9 Gmc di gas disponibili per *Wintershall* quando la prima linea del Nord Stream sarà a regime<sup>20</sup>.

---

<sup>18</sup> Stime Deutsche Bank. Fonte: SQ, *Germania, con uscita da nucleare cresceranno prezzi e emissioni*, 30/05/2011.

<sup>19</sup> BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011.

<sup>20</sup> Platts International Gas Report, *BASF to take stake in CHP plant*, 20/06/2011.

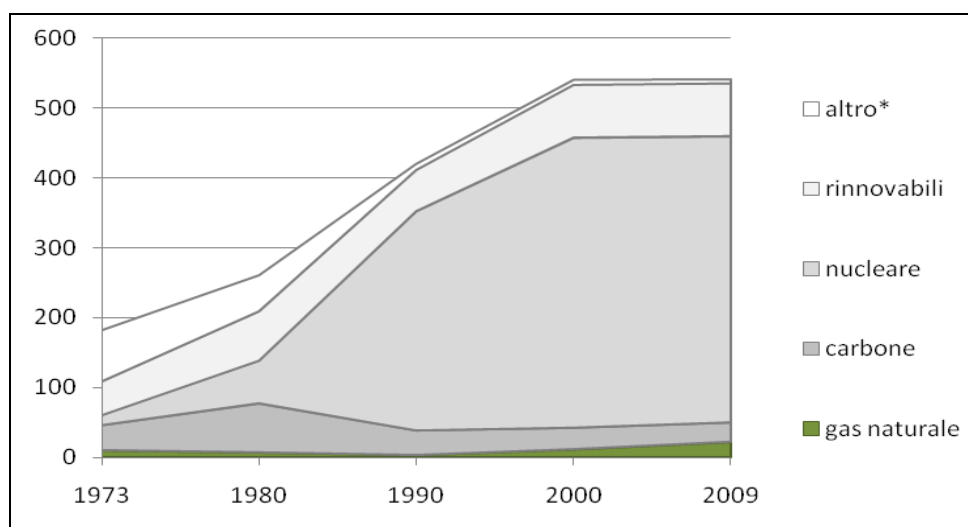
### 1.3 FRANCIA

Le previsioni di crescita dell'economia francese per il 2011 sono in linea con la media europea (1,8%) e dovrebbero comportare nel corso dell'anno un aumento dei consumi di gas naturale, anche se in misura meno marcata rispetto al 2010.

L'utilizzo del gas naturale per la generazione elettrica è un fenomeno piuttosto limitato in Francia, a causa del ruolo centrale svolto dal parco nucleare. A differenza del governo tedesco, quello francese ha deciso di **confermare il ruolo dell'atomo** nel mix energetico, annunciando peraltro nuovi investimenti. Non sembrano dunque esserci le condizioni per un'ampia diffusione dell'uso del gas nel termoelettrico in Francia e quindi la crescita dei volumi importati sarà contenuta. Di conseguenza, l'indicatore di vulnerabilità francese – già oggi nullo – è destinato a restare ai minimi tra i grandi Paesi europei.

| FRANCIA                         |                        |
|---------------------------------|------------------------|
| Consumo di gas (2010) .....     | 50,7 Gmc <sup>21</sup> |
| Consumo previsto (2020) .....   | 54,0 Gmc <sup>22</sup> |
| Capacità annua GNL .....        | 23,8 Gmc <sup>23</sup> |
| Elettricità da gas (2009) ..... | 4,1 % <sup>24</sup>    |
| Indicatore vulnerabilità ...    | 3 (nullo)              |

FIG. 1.5 - Francia: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: \* petrolio e importazioni.

In evidenza il ruolo marginale del gas naturale e l'assoluta centralità del nucleare.

Fonte: elaborazione su dati IEA.

**L'intervento dello Stato nell'economia resta un tratto distintivo della cultura politica francese** ed un settore strategico come quello del gas naturale non può esserne esente, soprattutto per quanto concerne le infrastrutture chiave. In questa prospettiva è

<sup>21</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

<sup>22</sup> Elaborazioni su dati BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

<sup>23</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

<sup>24</sup> IEA, *Electricity Information*, 2010.

possibile inquadrare la cessione da parte di GDF Suez (almeno formalmente a controllo privato) del 25% di **GRTgaz** a un consorzio guidato dalla Caisse de dépôts (analoga alla Cassa depositi e prestiti italiana), per un controvalore di 1,11 miliardi di euro. GRTgaz è il principale operatore di rete in Francia, ma ha anche importanti partecipazioni in Germania e Austria<sup>25</sup>.

L'acquisizione s'inserisce in un più ampio processo di **consolidamento della rete di trasporto** e distribuzione francese. Attualmente, la rete è divisa in tre aree debolmente collegate tra loro: due appartengono a GRTgaz (nord e sud), mentre una (sud-ovest) appartiene a TIGF (proprietà di Total). **L'autorità per l'energia francese** (*Commission de régulation de l'énergie*) sta facendo pressioni su GRTgaz affinché provveda a rendere pienamente integrate le due aree di sua competenza e, in prospettiva, le integri con l'area controllata da TIGF. In particolare, quest'ultimo passaggio è indispensabile per consentire un'effettiva integrazione con la rete spagnola, a sua volta necessaria per **sfruttare la capacità d'importazione della penisola iberica**, a cominciare dal gasdotto Medgaz, appena concluso (v. § 3.6.).

L'integrazione della rete di trasporto francese consentirebbe anche una gestione più flessibile delle nuove **infrastrutture di rigassificazione** che dovrebbero essere costruite nei prossimi anni. In particolare, nel mese di giugno è stata aggiudicata la costruzione di un terminal da 13 Gmc/anno previsto per il 2015 a Dunkerque, nel Nord, in posizione strategica anche per servire gli altri mercati europei. A questo potrebbe aggiungersi anche il terzo rigassificatore della costa mediterranea, a Fos Faster, vicino a Marsiglia; il terminal dovrebbe essere operativo nel 2017, ma molto dipenderà dall'evoluzione del mercato.

Per quanto concerne le strategie di sicurezza energetica, la Francia da un lato sta seguendo la via della diversificazione (*Medgaz*, rigassificatori), mentre dall'altro si sta impegnando in un progressivo approfondimento del rapporto bilaterale con la Federazione russa. In questo senso sono rilevanti non solo le partecipazioni degli operatori francesi ai progetti di grandi infrastrutture d'importazione (*Nord Stream*, *South Stream*), ma anche i contratti in altri settori strategici siglati dai vertici politici. In particolare, nel mese di giugno è stato siglato l'accordo definitivo per la **fornitura di due navi da guerra francesi alla marina russa**<sup>26</sup>. Si tratta del primo contratto di questa portata tra un Paese della Nato e la Federazione russa ed è destinato ad avere ricadute positive sui rapporti bilaterali, anche in campo energetico.

---

<sup>25</sup> Platts International Gas Report, *French GDF sells pipe stake*, 25/04/2011.

<sup>26</sup> Jamestown Foundation, *Eurasia Daily Monitor*, 8(123).



## 1.4 REGNO UNITO

Le previsioni di crescita dell'economia britannica per il 2011 sono leggermente inferiori alla media europea, ma sono comunque positive (1,7%). La crescita dovrebbe trasmettersi anche ai consumi di gas, che restano i più alti in Europa e che dovrebbero superare i livelli pre-crisi entro la fine dell'anno.

Nonostante il rapido declino della produzione interna (-50 Gmc dal 2001 al 2010), il Regno Unito resta il secondo produttore europeo (61,3 Gmc nel 2010), oltre che il primo consumatore. L'ampia disponibilità di gas naturale e il processo di liberalizzazione hanno favorito nel corso degli anni Novanta una **rapida diffusione delle centrali termoelettriche a gas naturale**, che oggi forniscono la quota più grande dell'elettricità britannica (43,3%) (v. figura 1.6).

Il livello contenuto di dipendenza dalle importazioni non-UE contribuisce a mantenere **basso** il valore dell'**indicatore di vulnerabilità (13)**. Tuttavia, nei prossimi anni l'ulteriore declino della produzione interna spingerà verso un ricorso più ampio alle importazioni non-UE, ricorrendo soprattutto alla capacità di rigassificazione, che in questi anni ha conosciuto una significativa espansione (l'ultima in ordine di tempo è l'espansione di 6,1 Gmc del terminal Grain GNL). Inoltre, la volontà politica di perseguire gli stringenti obiettivi ambientali porterà nei prossimi anni a dismettere capacità di generazione (12.000 MW) alimentata a olio combustibili (petrolio) e carbone, in favore di impianti a minori emissioni, tra cui non mancheranno le centrali a gas<sup>31</sup>.

| REGNO UNITO                     |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| Consumo di gas (2010) .....     | 99,8 Gmc <sup>27</sup>  |
| Consumo previsto (2020) .....   | 107,3 Gmc <sup>28</sup> |
| Capacità annua GNL .....        | 46,5 Gmc <sup>29</sup>  |
| Elettricità da gas (2009) ..... | 43,3 % <sup>30</sup>    |
| Indicatore vulnerabilità ..     | 13 (basso)              |

<sup>27</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

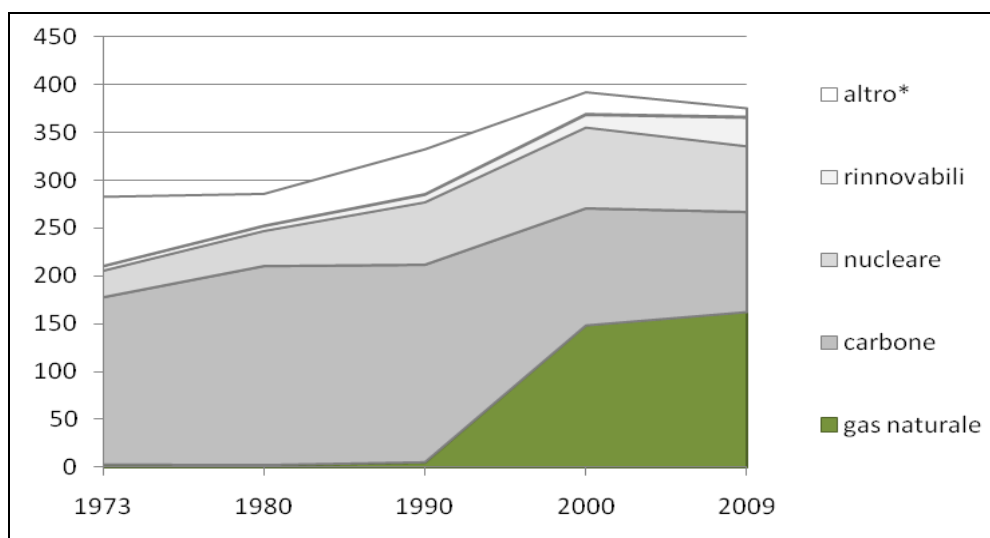
<sup>28</sup> BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

<sup>29</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

<sup>30</sup> IEA, *Electricity Information*, 2010.

<sup>31</sup> UK Department for Energy and Climate Change, *Overarching National Policy Statement for Energy (EN-1)*, 2011.

FIG. 1.6 - Regno Unito: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: \* petrolio e importazioni.

In evidenza il ruolo centrale del gas naturale, accanto rilevanti quote di carbone e nucleare.

Fonte: elaborazione su dati IEA.

### 1.5 SPAGNA

Gli effetti della crisi economica continuano a colpire l'economia spagnola, che dopo due anni di contrazione è finalmente tornata a crescere, anche se in misura nettamente inferiore alla media europea (0,8%) e con ampi margini d'**incertezza circa la stabilità della ripresa**. I consumi energetici risentono della congiuntura negativa: la domanda di gas naturale nel corso del 2011 è destinata a conoscere solo un aumento contenuto.

| SPAGNA                          |                        |
|---------------------------------|------------------------|
| Consumo di gas (2010) .....     | 37,0 Gmc <sup>32</sup> |
| Consumo previsto (2020) .....   | 50,1 Gmc <sup>33</sup> |
| Capacità annua GNL .....        | 58,8 Gmc <sup>34</sup> |
| Elettricità da gas (2009) ..... | 37,5 % <sup>35</sup>   |
| Indicatore vulnerabilità ...    | 39 (alto)              |

Le limitate prospettive di crescita della domanda hanno ripercussioni negative anche sugli investimenti degli operatori, che quando possibile hanno **posticipato le decisioni di investimento**. Numerosi progetti di nuova capacità di rigassificazione sono attualmente in sospenso e non ci sono indicazioni chiare su quando saranno realizzati.

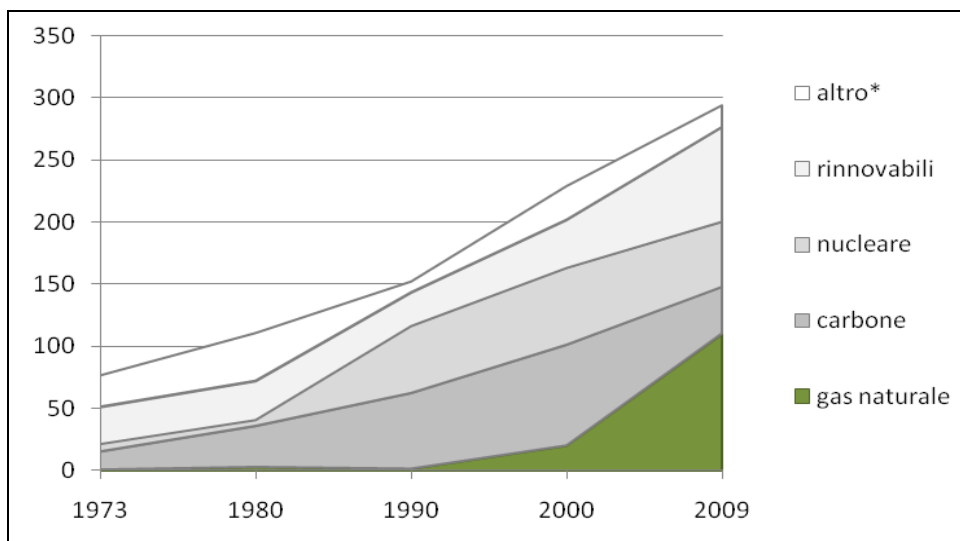
<sup>32</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

<sup>33</sup> BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

<sup>34</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

<sup>35</sup> IEA, *Electricity Information*, 2010.

FIG. 1.7 - Spagna: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: \* petrolio e importazioni

In evidenza il ruolo importante e crescente del gas naturale

Fonte: elaborazione su dati IEA.

Questa situazione ha inevitabili ricadute negative sulla sicurezza energetica spagnola, soprattutto in considerazione dell'alto livello dell'**indicatore di vulnerabilità (39)**, secondo solo a quello italiano. La totale assenza di produzione interna, il ricorso a soli fornitori non-UE e l'alta percentuale di elettricità prodotta con il gas naturale espongono, infatti, il sistema energetico spagnolo a un elevato rischio.

La ridondanza delle infrastrutture d'importazione spagnole contribuisce tuttavia a mitigare il rischio in misura significativa. Sulle coste spagnole, infatti, esiste **capacità di rigassificazione ampiamente eccedente il fabbisogno annuo**, che consente di ricorrere a un'ampia varietà di fornitori su diversi punti d'ingresso nella rete di trasporto. A questa capacità si sommano poi due gasdotti (*Maghreb-Europe Gas* e *Medgaz*), che rendono la penisola iberica il mercato europeo dotato della più ampia capacità in eccesso.

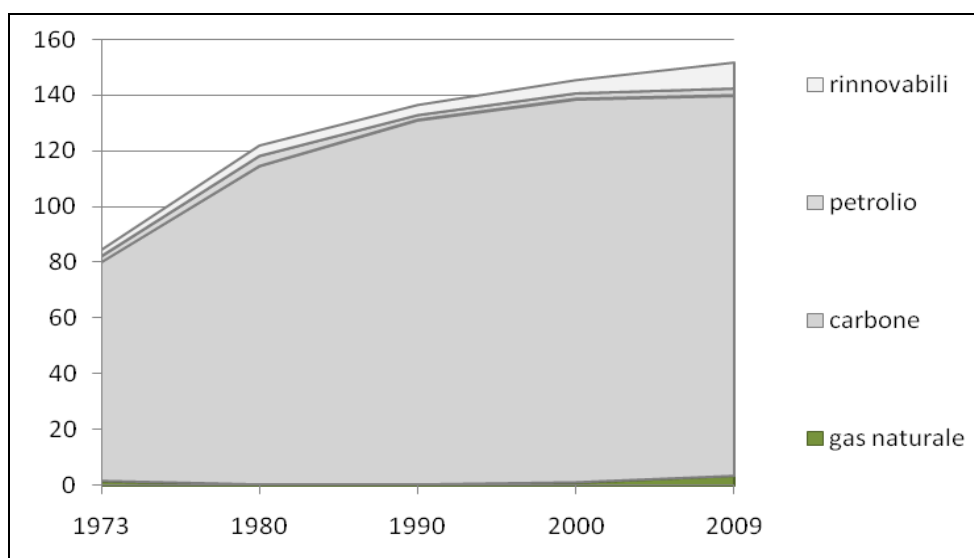
## 1.6 POLONIA

Le previsioni di crescita dell'economia polacca per il 2011 sono ampiamente superiori alla media europea (4%) e confermano il trend degli anni passati. La forte crescita si traduce solo in parte in nuova domanda di gas naturale a causa della sua marginalità nella generazione elettrica.

Solo una minima parte (2,1%) dell'energia elettrica è, infatti, prodotta a partire dal gas, mentre il carbone rappresenta l'asse portante (90%). Di conseguenza, l'**indicatore di vulnerabilità (1)** per la Polonia è di fatto **nullo**, anche se la dipendenza dalle forniture non-UE resta alta (oltre 60%). Tuttavia, il ruolo del carbone nella generazione elettrica difficilmente potrà essere mantenuto in futuro, a causa dei vincoli ambientali. È dunque probabile che progressivamente, nell'ultima parte del decennio, la quota di generazione a gas possa crescere.

| POLONIA                        |                        |
|--------------------------------|------------------------|
| Consumo di gas (2010) ..       | 15,5 Gmc <sup>36</sup> |
| Consumo previsto (2020) .      | 20,0 Gmc               |
| Capacità annua GNL .....       | -- Gmc <sup>37</sup>   |
| Elettricità da gas (2009) .... | 2,1 % <sup>38</sup>    |
| Indicatore vulnerabilità ..    | 1 (nullo)              |

FIG. 1.8 - Polonia: generazione elettrica per fonti (TWh) (1973-2009)



Note: In evidenza il ruolo assolutamente marginale del gas naturale e l'assoluta centralità del carbone.

Fonte: elaborazione su dati IEA.

Un importante incentivo allo sviluppo dei consumi di gas naturale sarebbe la scoperta e la messa in produzione di giacimenti di gas non convenzionale. Come detto, tuttavia, difficilmente si potrà verificare in Europa una svolta comparabile a quella statunitense degli

<sup>36</sup> Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

<sup>37</sup> LNG Europe, *Online Database 2010*.

<sup>38</sup> IEA, *Electricity Information*, 2010.

ultimi tre anni. Nondimeno, alcune grandi compagnie proseguono nelle attività di esplorazione, incentivate dagli alti prezzi del petrolio (v. Approfondimento).

### 1.7. ALTRI PAESI DELL'UE

Una nota particolare merita la strategia perseguita da alcuni anni dalla Lituania. Attualmente, il Paese baltico dipende interamente dalla Federazione russa per le forniture di gas naturale. Nel tentativo di garantire la propria sicurezza energetica da azioni di ritorsione russe, la **Lituania** ha sviluppato nel tempo una collaborazione energetica con gli Stati Uniti, allo scopo di realizzare nel porto di Klaipeda un rigassificatore con una capacità di 2-3 Gmc/anno ad un costo di circa 300 milioni di euro<sup>39</sup>.

La compagnia di Stato *Klaipedos Nafta* ha concluso nel mese di luglio un accordo di assistenza tecnica e progettuale con un'impresa statunitense specializzata, *Flour International*. Per ufficializzare il sostegno del governo americano all'iniziativa, alla firma ha presenziato il segretario di Stato Hillary Clinton. Secondo quanto annunciato, il progetto dovrebbe essere operativo entro il 2014 e *Klaipedos Nafta* sta già negoziando con un produttore statunitense, *Cheniere Energy*, le forniture di GNL.

Il progetto è in concorrenza con un'analoga infrastruttura che dovrebbe essere realizzata in Lettonia e che potrebbe ricevere finanziamenti dall'UE. Indipendentemente dall'esito finale del progetto, è rilevante notare come i **rigassificatori consentano** – con investimenti relativamente contenuti – **di ampliare in modo significativo le opzioni di politica energetica** e di aumentare così il livello di sicurezza energetica. Difatti, la mera possibilità di realizzare l'infrastruttura – a prescindere dal fatto che si concretizzi – ha l'effetto di rendere Gazprom più collaborativa nelle future trattative di fornitura al Paese baltico.

---

<sup>39</sup> Jamestown Foundation, *Eurasia Daily Monitor*, 8(128).

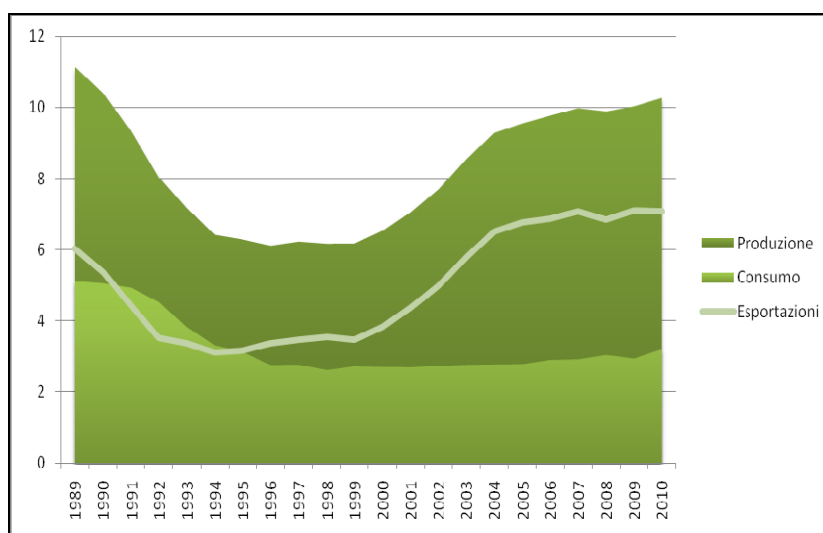
## 2. POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

L'analisi delle dinamiche legate all'offerta di energia all'Europa ruota attorno al monitoraggio delle strategie energetiche della **Federazione russa** e della **Turchia**, Paesi chiave per lo sviluppo delle principali direttrici di approvvigionamento di gas all'Europa. Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con gli Stati produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, Mosca e Ankara rappresentano infatti le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico. Di seguito sono svolte alcune considerazioni relative ai principali sviluppi del secondo trimestre 2011 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, Area del Caspio, Turchia e Medio Oriente).

### 2.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

In linea con le dichiarazioni rilasciate da **Putin** in aprile, il *BP Statistical Review of World Energy* pubblicato in giugno ha confermato che la produzione di petrolio nella Federazione russa ha toccato, nel 2010, un nuovo record dopo la dissoluzione dell'Unione sovietica (Cfr. figura 2.1). Si è, infatti, attestata a 505 milioni di tonnellate, facendo segnare un incremento su base annua del 2,2% che porta la quota russa sulla produzione mondiale al 12,9%. «Un livello di output ideale» – secondo Putin – che consente alla Russia di coprire le necessità del consumo interno (147,6 mt/a nel 2010) e le esportazioni. Le cifre sulla produzione fornite dal governo russo e quelle pubblicate da BP mostrano inoltre una sostanziale convergenza anche in relazione all'aumento percentuale della produzione di gas, che nel 2010 si è attestata all'11,6% (588,9 Gmc totali), portando la quota russa sulla produzione mondiale dal **17,6% del 2009 al 18,4% del 2010**.

FIG. 2.1 - Andamento della produzione e del consumo di petrolio nella federazione russa



Fonte: BP (in milioni di barili al giorno)

**Mantenere il livello di output annuale di petrolio raggiunto nel 2010, proseguire sulla strada dell'incremento della produzione di gas e, al contempo, potenziare la capacità di esportazione degli idrocarburi sono dunque gli imperativi di politica energetica russa**, più volte ribaditi nel corso degli ultimi mesi dalle autorità di Mosca. Per conseguire tali obiettivi le compagnie energetiche russe dovranno investire 8,5 trilioni di rubli (circa 210 miliardi di euro) nel prossimo triennio, 3,2 dei quali nella modernizzazione delle attrezzature.

In questa prospettiva, l'obiettivo annuale di attrazione di investimenti esteri è stato fissato dal governo tra i 40 e i 50 miliardi di euro – a fronte dei 28 ricevuti nel 2010. D'altra parte, **la rinuncia al nucleare da parte della Germania e la congiunturale sospensione da parte del Giappone**, unite alla costante crescita della domanda di energia proveniente dai mercati asiatici (Cina e India in testa), **spingono verso l'alto le previsioni sull'incremento della domanda eurasiatica di idrocarburi** – e, in particolare, di gas – dando nuovo slancio al ruolo di principale fornitore energetico regionale della Federazione russa. Non a caso, come sottolineato dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, nei primi cinque mesi del 2011 le esportazioni di gas sono aumentate di 24 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2010, lasciando prevedere un possibile aumento su base annua del 22%.

Già nel 2010 si era registrato un incremento delle importazioni di GNL dalla Russia su base annua da 3,7 a 8,2 Gmc mentre nei primi cinque mesi del 2011, l'aumento delle importazioni di gas totali si è attestato al 26% – buona parte delle quali provenienti dalla Russia. Tradizionalmente interessata a diversificare gli acquirenti di energia, *Gazprom* guarda con sempre maggior interesse ai mercati asiatici e, in particolare, a quello cinese. Dall'inizio del 2011 e sulla base delle intese già raggiunte negli anni precedenti, *Gazprom* e la *China National Petroleum Company* (CNPC) hanno intavolato negoziati finalizzati alla conclusione di un accordo trentennale per l'esportazione di 30 Gmc/a di gas che desse sostanza a un partenariato strategico in materia energetica che, negli auspici dei due governi, avrebbe dovuto essere ufficializzato in occasione della **visita in Russia di Hu Jintao** tra il 15 e il 18 giugno.

A dare maggior concretezza all'accordo di esportazione avrebbe dovuto inoltre contribuire il rilancio del progetto di gasdotto Altai tra la Siberia occidentale e la Cina nord-orientale che, frutto di un'intesa del 2006, è stato finora congelato in attesa della definizione di un accordo sull'esportazione di gas. Il vertice di Mosca del 16 giugno tra Hu Jintao e il presidente russo **Dmitri Medvedev** non ha tuttavia sortito gli effetti sperati. A dividere i due interlocutori, come già in passato, è stato il disaccordo sui prezzi di vendita del gas, con una differenza tra le parti di circa 100 dollari per migliaia di metri cubi. Mentre, infatti, *Gazprom*, sulla base dell'aumento della domanda di gas, intenderebbe fissare un prezzo di vendita analogo a quello fissato per i mercati europei, la controparte cinese – forte della possibilità di importare gas a buon mercato dai produttori centroasiatici – pretenderebbe un prezzo calmierato.

**Una vertenza sui prezzi dell'energia** è, parallelamente, anche al centro delle discussioni in corso tra Russia e Ucraina. Si è tenuto, infatti, lo scorso 6 giugno l'ultimo round di negoziati russo-ucraini originati dalla richiesta del governo di Kiev di ottenere un nuovo sconto sui prezzi del gas importato dalla Russia. La recente crisi in Nord-Africa e Medio Oriente ha, infatti, generato **un innalzamento della quotazione internazionale del petrolio**, cui è contrattualmente legato il prezzo d'acquisto del gas da parte dell'Ucraina. A partire dal secondo semestre del 2010, la tariffa pagata per mille metri cubi di gas è salita da 233 sino a 295 dollari – tariffa che, secondo le stime rese pubbliche da Gazprom alla vigilia dell'incontro di Mosca, potrebbe toccare entro fine anno i 500 dollari. L'innalzamento del prezzo del gas ha dunque vanificato l'accordo russo-ucraino dell'aprile 2010, in base al quale l'allora governo Tymoshenko otteneva dalla Russia uno sconto sul prezzo del gas nell'ambito di un più ampio negoziato che aveva condotto al rinnovo trentennale dell'affitto della strategica base navale russa di Sebastopoli, in Crimea. Per questo motivo, il **primo ministro ucraino Nikolai Azarov** ed il **ministro per l'energia Yuri Boyko** hanno richiesto sin dallo scorso aprile che venisse concesso all'Ucraina un nuovo sconto sul gas – attraverso il disaccoppiamento dei prezzi di petrolio e gas o, in alternativa, attraverso un innalzamento delle tasse di transito del gas russo attraverso il paese.

Come già nel 2010, il negoziato attuale, lungi dal ridursi a una trattativa sulle condizioni di acquisto del gas, assume un connotato più vasto che tocca le più ampie direttrici di politica energetica ed estera dei due interlocutori. La richiesta di Kiev – tanto più rilevante in previsione della tornata elettorale che attende il paese nel 2012 – ha, infatti, riaperto le discussioni bilaterali su due proposte da mesi ormai oggetto di confronto tra i governi. Nell'incontro di Mosca, Putin ha anzitutto rilanciato l'offerta di partecipazione dell'Ucraina all'Unione doganale con Russia, Bielorussia e Kazakistan che, se da un lato assicurerebbe a Kiev condizioni più favorevoli per l'approvvigionamento energetico, dall'altro comprometterebbe il negoziato attualmente in corso tra Ucraina e Unione Europea per la stipula di un Accordo di libero scambio, logico presupposto di un Accordo di associazione con l'UE.

Il rischio di pregiudicare il **tradizionale obiettivo ucraino di progressiva integrazione nella Unione Europea** rende dunque, per il governo ucraino, difficilmente accettabile la proposta di adesione all'Unione doganale a guida russa. Kiev ha avanzato resistenze altrettanto profonde anche in relazione al secondo oggetto di discussione riproposto da Putin in relazione al negoziato sui prezzi del gas. Il riferimento va all'offerta russa di fusione tra Gazprom e la compagnia energetica statale ucraina *Naftogaz*, già in passato rigettata da Kiev poiché potrebbe concretarsi nella sostanziale acquisizione russa di una compagnia che controlla la totalità della rete infrastrutturale del paese – strategica per il transito del gas diretto dalla Russia verso l'Europa centro-occidentale.

Innanzitutto al sostanziale stallo dei negoziati – tanto più pericoloso, a livello continentale, per le gravi difficoltà che una crisi tra Mosca e Kiev genererebbe per un sistema di approvvigionamento energetico europeo già messo a dura prova dalla crisi libica – il governo ucraino valuta tutte le possibilità di approvvigionamento di gas alternative alla Russia. È in



questa prospettiva che vanno inquadrati, anzitutto, i piani di sviluppo di impianti di rigassificazione di GNL sulla costa del Mar nero che, secondo Azarov, potrebbero assicurare al paese circa 10 Gmc annui di gas. Al di là dei tempi di realizzazione degli impianti e degli investimenti necessari, il progetto appare tuttavia debole soprattutto in relazione ai paesi fornitori di gas.

**L’Azerbaijan**, cui tradizionalmente Kiev ha guardato come fonte d’approvvigionamento energetica alternativa e con cui l’Ucraina aveva raggiunto in gennaio un’intesa preliminare per la fornitura di GNL a partire dal 2014, difficilmente disporrà dei volumi di gas necessari per il mercato ucraino – tanto più in ragione delle scarse possibilità del progetto *White Stream* tra Azerbaijan, Georgia e Ucraina di battere la concorrenza internazionale nell’aggiudicazione delle forniture da Shah Deniz. Più difficile appare, d’altra parte, che Kiev possa acquistare gas dai produttori centroasiatici (Kazakistan o Turkmenistan) cui è collegata solo attraverso la rete infrastrutturale russa.

Le difficoltà strutturali e l’urgenza per l’Ucraina di risolvere il problema dei costi crescenti del gas non sembra possa risolversi, dunque, al di fuori del dialogo con Mosca, per facilitare il quale – evitando che possano germogliare i semi di una nuova crisi energetica bilaterale – la soluzione più auspicabile sarebbe un coinvolgimento, in qualità di facilitatore, delle istituzioni europee o di stati membri dell’Unione più vicini alla Russia.

## 2.2 BACINO DEL CASPIO

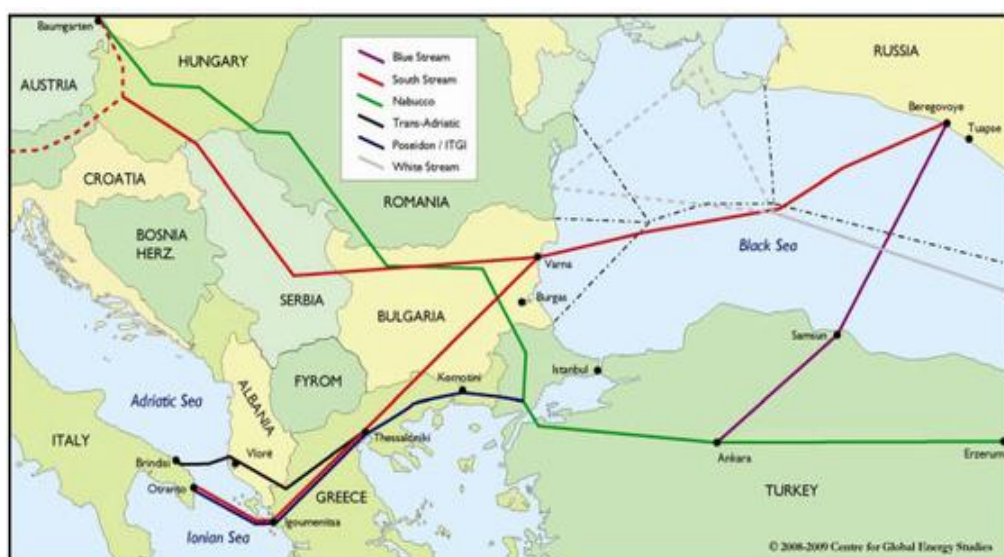
L’incombente decisione sull’assegnazione del gas che andrà in produzione nella seconda fase di sfruttamento dei giacimenti di Shah Deniz a partire dal 2017, pone **l’Azerbaijan al centro delle attenzioni degli operatori energetici internazionali** e dei paesi interessati dal transito e sbocco dei gasdotti progettati per il suo trasporto. Tre sono i principali progetti concorrenti – Nabucco, Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI) e *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) – che, in una prospettiva di “gioco a somma zero”, guardano al gas azero come imprescindibile fonte di approvvigionamento (Cfr. § 3.2; 3.3; 3.5) beneficiando del sostegno politico e finanziario delle istituzioni europee.

Gazprom, nella prospettiva di costruzione del gasdotto *South Stream*, ha anch’esso offerto all’Azerbaijan di acquistare gli interi volumi di gas che andranno in produzione a Shah Deniz II, ma l’impegno del presidente azero, Ilham Aliyev, a sostenere i progetti considerati di “interesse prioritario” dall’Ue sembra rendere non più attuale l’offerta russa. D’altra parte, in occasione dei colloqui tenutesi lo scorso 22 giugno tra il presidente della Commissione europea Barroso e Aliyev, quest’ultimo ha ribadito la volontà dell’Azerbaijan di concludere entro fine anno i negoziati con i paesi europei di transito e consumatori del gas, dando concretezza all’apertura del corridoio energetico meridionale dell’Ue propugnato dalla Commissione.

I soci del consorzio responsabile di Shah Deniz – BP (25.5%), Statoil (25.5%), SOCAR (10%), Lukoil (10%), NICO (10%), Total (10%), TPAO (9%) – renderanno noto,

entro il 1° ottobre 2011, la decisione sull'assegnazione del gas, che prenderanno sulla base dei criteri della fattibilità economica, capacità di esecuzione nei tempi e nei costi preventivati, capacità finanziaria e tecnica dei soci, allineamento con i tempi di entrata in produzione del giacimento, capacità del management, scalabilità della capacità e coerenza con gli obiettivi Ue di sicurezza degli approvvigionamenti. Secondo il *Financial Times*, la dilazione della decisione – originariamente prevista per aprile – sarebbe stata frutto del disaccordo tra BP, principale azionista e operatore del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Shah Deniz, e il governo azero. Alla preferenza da quest'ultimo accordata, per motivi principalmente politici ed in un'ottica di lungo periodo, al gasdotto Nabucco – asse portante della strategia regionale delle istituzioni europee – avrebbe fatto da contraltare il favore di BP nei confronti dei due progetti più limitati in termini portata – ITGI e TAP – ma maggiormente profittevoli nel breve periodo.

FIG. 2.2 - Progetti concorrenti di gasdotto lungo il corridoio meridionale dell'Ue



Fonte: Centre for Global Energy Studies.

Un duro colpo alle possibilità di approfondire la cooperazione regionale tra i paesi produttori del Caspio e, in prospettiva, per l'apertura di un più ampio canale di approvvigionamento di gas tra la regione e i mercati europei, è giunto dall'ennesimo **fallimento del tentativo di raggiungere un accordo sullo status legale del Caspio tra i paesi rivieraschi**.

I rappresentanti dei cinque paesi – Azerbaijan, Turkmenistan, Kazakistan, Federazione russa e Iran – si sono incontrati, lo scorso 26 e 27 di aprile, a Baku, senza riuscire tuttavia a superare le divergenze che tradizionalmente li separano. Stante l'inapplicabilità della normativa internazionale di riferimento, è, infatti, demandato agli stati rivieraschi di determinare la suddivisione legale del bacino tramite un accordo multilaterale.

Ad oggi, l'unico principio sui quali essi hanno trovato accordo ha riguardato la loro competenza esclusiva nel garantire la sicurezza del bacino e, dunque, la proibizione di attività militari da parte di attori terzi. Per il resto, **Turkmenistan e Iran** continuano a opporsi alla suddivisione in acque territoriali secondo il principio della "linea mediana modificata", che lascerebbe loro la porzione minore di mare. In assenza di un accordo multilaterale, Russia, Azerbaigian e Kazakistan hanno delimitato i rispettivi confini marittimi attraverso accordi bilaterali, la cui validità viene messa in discussione tuttavia da Teheran. Su questo sfondo, la mancanza di accordo sulla suddivisione delle rispettive porzioni di mare tra Turkmenistan e Azerbaigian – potenziali assi portanti del corridoio energetico del gas transcaspio – rappresenta un ostacolo difficilmente aggirabile sulla strada che porta alla realizzazione di un collegamento diretto tra Asia centrale ed Europa.

La necessità di addivenire ad un compromesso sulla suddivisione del Caspio appare tanto più rilevante in ragione della conferma delle stime governative turkмене sulle riserve di gas contenute nel paese. Secondo gli studi della società di consulenza britannica Gaffney, Cline and Associates, invitata da Ashgabat a effettuare stime indipendenti sulle riserve, il giacimento di South Yolatan, nel sud-est del paese nei pressi del confine con Iran e Afghanistan, conterrebbe fino a 20 trilioni di metri cubi di gas – **secondo giacimento al mondo** dopo quello di South Pars, tra Iran e Qatar. Benché parte delle riserve che saranno estratte dal giacimento siano già state destinate alla Repubblica popolare cinese (con cui il Turkmenistan ha già concluso un accordo di vendita di 40 Gmc/a di gas), l'entità della scoperta riapre tutte le possibilità di esportazione sin qui sondate da Ashgabat – a oriente verso la Cina, con un raddoppio dell'attuale gasdotto tra i due paesi, a sud verso l'Iran, a sud-est verso Afghanistan, India e Pakistan o, come sperano europei e statunitensi, a occidente verso l'Europa. Dopo la conferma delle ingenti riserve contenute nel giacimento di South Yolatan, le autorità turkмене hanno fissato gli obiettivi di produzione annua di gas al 2030 in 230 Gmc, a fronte dei 42,4 del 2010.

### 2.3 TURCHIA E MEDIO ORIENTE

A conferma della **centralità assunta dalla Turchia** nei piani di esportazione azeri verso l'Europa, il Ministro dell'energia turco Taner Yildiz e la controparte azera Natiq Aliyev hanno concluso, a inizio maggio, un accordo sul prezzo e sulle quantità di gas estratto da Shah Deniz II che l'Azerbaigian venderà ad Ankara a partire dal 2017. Benché i termini dell'accordo siano rimasti riservati, Yildiz ha dichiarato che esso prevede il diritto di re-esportazione della Turchia verso i mercati europei – clausola sulla quale i due interlocutori si erano a lungo divisi, a partire dalla preferenza azera per un'esportazione diretta verso l'Europa con il pagamento ad Ankara dei diritti di transito.

Il **risultato della recente tornata elettorale in Turchia** – che, come da previsioni, ha confermato la maggioranza parlamentare del partito di governo – non ha avuto ripercussioni sulla politica energetica del paese, così come l'incidente al reattore nucleare di Fuku-

shima. **Restano, infatti, inalterati i progetti governativi di far fronte alla crescente domanda di energia e alla collegata dipendenza dagli approvvigionamenti dall'estero attraverso la costruzione di tre centrali nucleari** – una delle quali già assegnata alla compagnia russa Rosatom, mentre sono in corso le trattative per la costruzione della seconda delle tre centrali alla giapponese *Tokyo Electric Power Company*. D'altra parte la politica energetica non è entrata nell'agenda della campagna elettorale né del governo, né – più sorprendentemente, anche a partire dalle resistenze della società civile al programma nucleare – delle opposizioni.

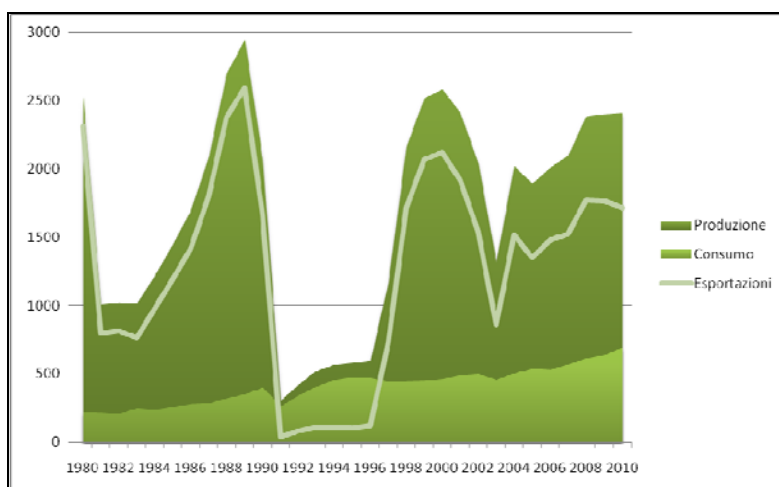
Unica eccezione all'esclusione della questione energetica è stata la promessa elettorale dell'attuale primo ministro, Recep Erdogan, di costruire un canale in grado di bypassare il Bosforo, attualmente congestionato anche in ragione del transito delle petroliere dirette verso il Mediterraneo. L'avveniristico "*Kanal Istanbul*", della lunghezza di 50 chilometri, metterebbe in collegamento direttamente il Mar Nero e il Mar di Marmara, assorbendo il maggior trasporto di petrolio via nave atteso in relazione all'aumento delle esportazioni di petrolio dall'area del Caspio previsto nel prossimo decennio.

Stando alle stime di BP, **l'Iraq ha incrementato la capacità di raffinazione del petrolio del 12%**, raggiungendo livelli record, mentre la produzione è aumentata, su base annua, dello 0,6% (Cfr. figura 2.3) Con l'avanzamento dei progetti di sfruttamento petrolifero assegnati a compagnie internazionali nei mesi passati, anche le prospettive di aumento della produzione nel medio periodo sembrano incoraggianti. Il paese esporta oggi più di 2 milioni di barili di petrolio al giorno (mb/g) ma, per conseguire gli obiettivi fissati per il breve (5 mb/g nel 2013) e per il medio periodo (13 mb/g nel 2017), appaiono **imprescindibili ingenti investimenti infrastrutturali**.

L'Iraq dovrà, anzitutto, ripristinare la piena operatività dei porti a sud del paese, attraverso i quali viene attualmente esportato circa il 90% del petrolio iracheno. In questa prospettiva, le autorità di Baghdad hanno rilanciato i progetti portati avanti con il sostegno della *Japan International Cooperation Agency* per completare, entro il 2013, l'ampliamento della capacità dei terminali sul Golfo di circa 1,75 mb/g.

Oltre agli investimenti previsti sui terminali portuali a sua, il governo iracheno persegue il potenziamento della rete di oleodotti verso nord e verso est. Oltre al potenziamento dell'oleodotto che raggiunge la costa turca presso i terminali di Ceyhan concordato con Ankara nel settembre 2010, l'Iraq ha aperto negoziati con Damasco per la costruzione di due oleodotti in grado di trasportare fino a 2,75 mb/g dai giacimenti nel sud del paese verso la costa mediterranea della Siria, nei pressi di Banias. A tal fine, il Ministero del petrolio iracheno ha stanziato una cifra prossima ai 50 miliardi di dollari.

FIG. 2.3 - Andamento della produzione e del consumo di petrolio in Iraq

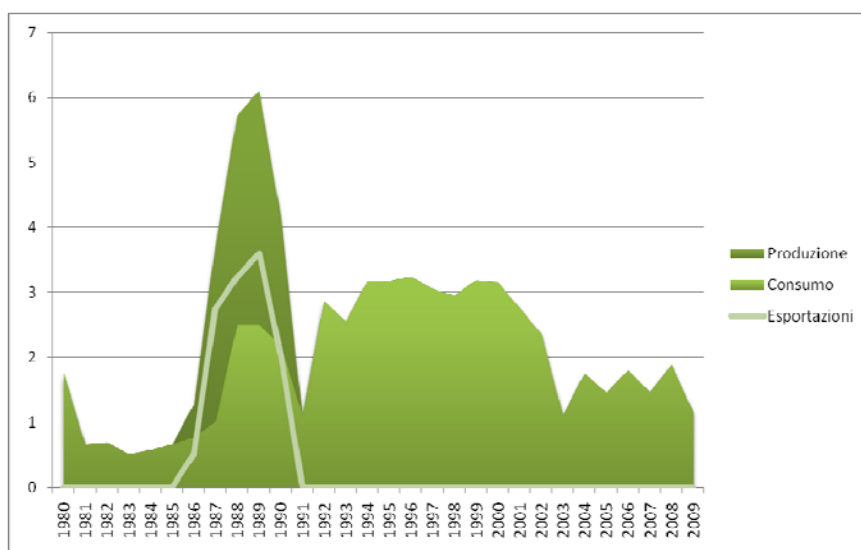


Fonte: EIA (in migliaia di barili al giorno).

D'altra parte, a migliorare le prospettive di sviluppo del settore energetico iracheno contribuisce un parziale riavvicinamento tra il governo federale di Baghdad e quello regionale curdo di Erbil in relazione alla annosa questione della divisione dei proventi energetici. Nonostante non sia ancora stata definita una legge sugli idrocarburi che fissi i termini della ripartizione tra le due entità, un accordo ad *interim* è stato raggiunto tra il primo ministro curdo, Berham Salih, e quello iracheno, Nouri al-Maliki, sulla base del quale Baghdad, a inizio maggio, ha trasferito a Erbil, per la prima volta, parte dei proventi ricavati grazie alle esportazioni di petrolio dalla regione curda attraverso la Turchia.

La rilevanza del potenziale energetico iracheno è stata al centro dei colloqui intercorsi a Bruxelles, il 27 maggio, tra il commissario per l'energia Oettinger e il vice primo ministro iracheno, Hussain al-Shahristani, al termine dei quali le parti hanno rilasciato una dichiarazione congiunta. Con essa, la Commissione europea e il governo di Baghdad hanno confermato l'impegno a collaborare per garantire alle esportazioni irachene uno sbocco europeo che consenta all'Unione di diversificare i propri canali di approvvigionamento e all'Iraq di finanziare gli investimenti in infrastrutture energetiche. Ribadendo la possibilità che l'Iraq possa contribuire all'approvvigionamento del gasdotto Nabucco, la dichiarazione fa esplicito riferimento al possibile coinvolgimento dell'Iraq nello sviluppo del Corridoio meridionale dell'Ue. Per quanto questa prospettiva sia condivisa dal consorzio Nabucco – che, non a caso, ha annunciato di voler costruire una stazione di rifornimento di gas al confine tra Iraq e Giordania – i tempi di sviluppo dei giacimenti gassiferi del nord e le necessità del consumo interno (Cfr. figura 2.4) non lasciano intravedere la possibilità di un rapido coinvolgimento dell'Iraq nell'approvvigionamento del Nabucco.

FIG. 2.4 - Andamento della produzione e del consumo di gas in Iraq



Fonte: EIA (in Gmc/a).

### 3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI

#### 3.1 NORD STREAM

Lo scorso 5 maggio il primo ministro russo Putin ha annunciato che i lavori per la posa del tratto sottomarino del *Nord Stream*, ad opera di Saipem (gruppo ENI) e della compagnia elvetica Allseas, sono stati ultimati. A seguito della congiunzione delle tre sezioni sottomarine posate – prevista entro l'estate – l'avvio del trasporto del gas avverrà dunque, secondo il calendario prefissato, nell'ultimo trimestre dell'anno.

I principali acquirenti del gas trasportato dalla Russia attraverso il Nord Stream saranno WINGAS (9 Gmc/a), Gazprom Marketing & Trading (6 Gmc/a), E.ON Ruhrgas (4 Gmc/a), e GDF Suez (2,5 Gmc/a) e DONG (1 Gmc/a).

Ultimato il lavoro sulla prima linea del gasdotto – con una capacità di 27,5 Gmc/a di gas – i lavori proseguono invece sulla seconda linea che consentirà il raddoppio della portata dell'infrastruttura entro la fine del 2012.

| NORD STREAM         |   |
|---------------------|---|
| Capacità annua      | 27,5 Gmc<br>(seconda fase: 55 Gmc)  |
| A partire dal       | 2011<br>(seconda fase: 2012)  |
| Provenienza del gas | Federazione russa   |
| Paesi attraversati  | Danimarca, Finlandia, Svezia (acque territoriali e/o zone economiche esclusive) |
| Paese di arrivo     | Germania  |
| Società coinvolte   | Gazprom (51%), E.On (15,5%), Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), Gdf Suez (9%)   |

### 3.2. NABUCCO

In attesa che le autorità azere decidano sull'assegnazione del gas che andrà in produzione nei giacimenti di Shah Deniz II, lo scorso 8 giugno il consorzio Nabucco Gas Pipeline International GmbH ha finalizzato il quadro giuridico necessario alla costruzione del gasdotto. Nel corso di un incontro tenu-tosi a Kayseri, in Turchia, il consorzio ha, infatti, siglato il Project Support Agreement con i ministri competenti in materia energetica dei cinque paesi – Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria ed Austria – interessati dal transito dell'infrastruttura. La serie di accordi, definiti dal direttore generale del Consorzio, Reinhard Mitschek, una «pietra miliare vitale» per la realizzazione del progetto Nabucco, stabiliscono un regime di transito agevolato e di lungo periodo in linea con la normativa europea e con quella turca. Non secondariamente, inoltre, gli accordi costituiscono il logico presupposto per il co-finanziamento della costruzione del Nabucco da parte delle istituzioni finanziarie internazionali.

| NABUCCO             |   |
|---------------------|---|
| Capacità annua      | 31 Gmc  |
| A partire dal       | 2017  |
| Provenienza del gas | (in fase di definizione)  |
| Paesi attraversati  | Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria  |
| Paese di arrivo     | Austria   |
| Società coinvolte   | OMV, MOL, Transitgas, Bulgargaz, Botas, RWE (tutti con una quota del 16,7%) |

Il vertice di Kayseri ha offerto inoltre l'opportunità per l'organizzazione del primo incontro della Commissione politica del Nabucco, organismo istituito con l'intento di facilitare la realizzazione del progetto e assicurare un efficace coordinamento tra le politiche dei paesi coinvolti.

Nonostante il risultato conseguito a Kayseri, la principale fonte di incertezza che ancora indebolisce il Nabucco è costituita dalla mancanza di un'offerta di gas sufficiente a giustificare la costruzione. Secondo le stime della Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo (Bers) per rendere economicamente profittevole l'investimento necessario alla costruzione del Nabucco, il **gasdotto necessiterà di almeno 20 Gmc/a di gas sui 31 di capacità preventivata**. Fermo restando che la seconda fase del progetto Shah Deniz, in Azerbaigian, potrebbe assicurare al gasdotto circa 10 Gmc/a, resta da individuare una seconda fonte di approvvigionamento che – dati i dubbi che circondano le capacità di coinvolgimento nel breve periodo dell'Iraq (Cfr.2.3) e l'esclusione dell'alternativa iraniana – potrebbero giungere verosimilmente solo dal Turkmenistan.

Questa soluzione, oltre a essere sostenuta politicamente dalla Commissione europea, beneficia del tradizionale favore del governo statunitense, da oltre un decennio interessata alla realizzazione di un collegamento infrastrutturale tra le due sponde del Caspio, in grado di legare direttamente i produttori centroasiatici ai mercati europei, liberandoli della tradizionale dipendenza infrastrutturale dalla Russia e dalla crescente pressione della repubblica popolare cinese. Non è dunque un caso che, in occasione della conferenza tenutasi a margine della XVIII edizione della fiera internazionale “*Caspian Oil & Gas*” lo scorso 10 giugno, Richard Morningstar, inviato speciale del Dipartimento di stato statunitense per

l'energia in Eurasia, abbia ribadito il sostegno della Casa Bianca al progetto Nabucco che, a differenza dei progetti infrastrutturali concorrenti, necessiterebbe di un collegamento tra Turkmenistan e Azerbaigian.

Anche in ragione della necessità di definire i canali di approvvigionamento del Nabucco, il consorzio ha reso noto, a inizio maggio, la decisione di dilazionare di un anno il calendario previsto per l'avvio della costruzione (2013) e la messa in opera (2017) del gasdotto.

### 3.3 INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)

Riconoscendo l'utilità pubblica del progetto e la sua conformità agli strumenti urbanistici vigenti, il **Ministero per lo Sviluppo economico italiano** ha recentemente rilasciato l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio della sezione dell'**Interconnettore Turchia-Grecia-Italia ricadente in territorio italiano**. Il riferimento va al gasdotto Poseidon, deputato a collegare, entro il 2015, la Grecia alle coste pugliesi.

La realizzabilità dell'Itgi potrebbe tuttavia dipendere – oltre che dalla decisione sull'assegnazione del gas da parte dell'Azerbaigian – dagli esiti della crisi economica greca. La necessità, per il governo di Atene, di accelerare il **processo di privatizzazione delle compagnie statali** potrebbe, infatti, portare all'acquisizione della DEPA – partner di Edison nella realizzazione dell'interconnettore – o di DESFA, compagnia statale titolare della rete energetica nazionale, da parte di compagnie “ostili” alla realizzazione del progetto, prima tra tutte Gazprom.

### 3.4 SOUTH STREAM

L'innalzamento delle stime sull'incremento della domanda di gas europea conferisce nuovi margini di realizzabilità al *South Stream*, il più ambizioso tra i progetti avviati lungo il corridoio orientale d'approvvigionamento energetico europeo, tanto in termini di capacità quanto di costi di realizzazione.

Lo scorso 25 maggio, a Bruxelles, i vertici di Gazprom e il ministro russo dell'Energia hanno tenuto una conferenza di presentazione del progetto indiriz-

zata principalmente ai rappresentanti della Commissione europea – una cui delegazione, guidata dal commissario per l'Energia, **Günther Oettinger**, ha presenziato all'evento. Alla Commissione il Consorzio *South Stream* da tempo richiede, infatti, l'inserimento del gasdot-

| SOUTH STREAM        |   |
|---------------------|---|
| Capacità annua      | 63 Gmc  |
| A partire dal       | 2015  |
| Provenienza del gas | Federazione russa   |
| Paesi attraversati  | Bulgaria, Ungheria, Romania*, Serbia*, Grecia*<br>(* in fase di definizione)        |
| Paese di arrivo     | Austria   |
| Società coinvolte   | Gazprom (50%), Eni (25%), Wintershall (15%)*, Edf (10%)*<br>* in attesa di conferma |



to tra le infrastrutture considerate “di interesse europeo” nell’ambito dello sviluppo delle Reti Trans-Europee dell’Energia (RTE-E) e dunque eleggibili per sovvenzioni comunitarie. Più di recente, il consorzio *South Stream* – sostenuto dalle autorità governative russe – ha inoltre richiesto alla Commissione l’esenzione dalle disposizioni in materia di *unbundling* (la separazione proprietaria delle reti dalle società di produzione e distribuzione di energia) contenuta nel Terzo pacchetto sull’energia che i paesi membri dell’Ue dovranno recepire entro il marzo 2012.

La **freddezza** con la quale Oettinger si è rivolto ai partecipanti alla conferenza sembra tuttavia lasciare poco spazio a concrete prospettive di collaborazione tra la Commissione e Gazprom. Pur rimarcando l’importanza della Russia nel quadro dell’approvvigionamento europeo di gas e sottolineando una volta di più il principio dell’interdipendenza alla base delle relazioni tra Bruxelles e Mosca, il Commissario per l’Energia ha ribadito che obiettivo prioritario della politica energetica europea resta quello della diversificazione dei fornitori e, dunque, dell’accesso diretto ai paesi produttori del Caspio attraverso uno dei progetti in cantiere lungo il corridoio meridionale (Nabucco, ITGI e TAP).

Il *South Stream* non rientra dunque nelle priorità europee e, non secondariamente, dovrà adeguarsi alla normativa promossa dal Terzo pacchetto. D’altra parte, ha sottolineato Oettinger, allo stato attuale il gasdotto appare più “*un’idea che un progetto concreto*”, rimarcando le incertezze che ancora circondano, ad esempio, i canali di approvvigionamento di gas così come il tragitto che esso percorrerà dal confine russo.

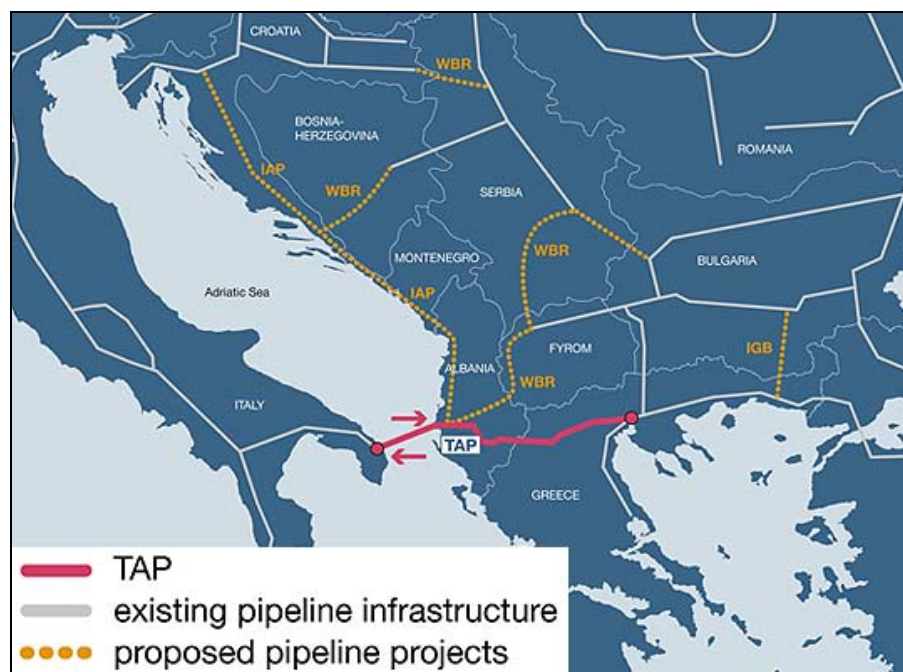
### 3.5 TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)

Dopo aver avviato, in aprile, la procedura di valutazione dell’impatto ambientale e sociale in Albania, il consorzio TAP ha presentato un’analoga documentazione alle autorità italiane e greche, rispettivamente il 16 maggio e il 7 giugno. In entrambi i casi, la documentazione fornisce un’indicazione del tragitto del gasdotto nei rispettivi settori nazionali, proponendo, anche a seguito di incontri con le autorità e comunità locali, misure di riduzione dei possibili impatti ambientali e sociali del percorso prescelto. In Italia, dopo un tratto di 45 km *off-shore* nel canale d’Otranto, il gasdotto è previsto raggiungere la costa presso San Foca (Le), per poi estendersi per 21 km fino all’allacciamento alla rete nazionale. Secondo le previsioni del consorzio TAP, l’iter autorizzativo potrebbe essere concluso entro l’anno.

Sulla realizzabilità del progetto TAP incombe tuttavia, come per i concorrenti gasdotti Nabucco e Itgi, **la decisione sull’assegnazione del gas da parte del consorzio operatore del giacimento di Shah Deniz II**, in Azerbaigian – di cui Statoil, che possiede una quota del consorzio TAP pari al 42,5%, detiene una partecipazione pari al 25,5%. D’altra parte, secondo Paolo Pasteris, country manager del progetto Tap per l’Italia, la dimensione dei soci del consorzio, i costi contenuti del progetto (1,5 miliardi di euro) e la possibilità di

raddoppiare – da 10 a 20 Gmc/a – la portata del gasdotto agendo solo sulla compressione sono i principali punti di forza del Trans Adriatic Pipeline rispetto ai concorrenti.

FIG. 2.5 - Il *Trans Adriatic Pipeline* e il sistema di approvvigionamento regionale balcanico



Fonte: trans-adriatic-pipeline.com.

Nella medesima prospettiva di rafforzamento della sicurezza energetica regionale, il consorzio Tap ha inoltre avviato un progetto di stoccaggio sotterraneo di gas in Albania centrale, in prossimità di Tirana e del tracciato del Trans Adriatic Pipeline. Il progetto di stoccaggio – che potrebbe essere realizzato in depositi salini entro il 2019 – sarebbe completato da impianti di trattamento del gas e da collegamenti infrastrutturali ai gasdotti dell'area.

### 3.6 MEDGAZ

Il **gasdotto Medgaz**, il primo gasdotto a collegare direttamente l'Algeria alla Spagna, è stato completato nel mese di marzo e ufficialmente testato. Stando alle dichiarazioni della società, il gasdotto dovrebbe cominciare le operazioni commerciali entro la fine dell'anno. Rimangono forti dubbi (v. *Focus 1/2011*) sul fatto che le attuali condizioni del mercato spagnolo (v. § 1.5.) consentano di assorbire nel corso dell'anno eventuali quantitativi aggiuntivi. Inoltre, l'attuale capacità delle interconnessioni tra la Spagna e la Francia non consente di ipotizzare un consistente flusso tra i due Paesi.

**L'esito più probabile è che l'infrastruttura sia lasciata in uno stato di inutilizzo almeno fino al 2012**, in attesa che la ripresa del mercato spagnolo giustifichi un avvio delle operazioni commerciali.

## **FONTI**

AIEE - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BMI – Business Monitor International

BP

Commissione europea

Commission de régulation de l'énergie (F)

Department of Energy and Climate Change (UK)

Edison

EIA - Energy Information Agency (USA)

ENI

Enel

«Eurasia Daily Monitor»

Eurogas

Gazprom

GSE – Gas Storage Europe

IEA – International Energy Agency

«Il Sole 24 Ore»

Interfax

Jamestown Foundation

Ministero dello Sviluppo Economico

Nomisma Energia

«Oil & Gas Journal»

«Oil & Gas News»

«Petroleum Economist»

Platts

Snam Rete Gas

«Staffetta Quotidiana»

Terna

«The Economist»

«World Gas Intelligence»

## PARTE II - APPROFONDIMENTO

### L'ORIGINE DEI PREZZI DEL GAS E DEL PETROLIO

#### INTRODUZIONE

Ad oggi, nel mondo, esistono **tre distinti mercati regionali del gas**: Nord America, Europa ed Asia. Ognuno di questi possiede una propria struttura di mercato – diretta conseguenza del differente grado di sviluppo – su cui influiscono diversi fattori: la tipologia delle contrattazioni, il numero dei fornitori, il volume delle importazioni, nonché specifici requisiti geografici e politici. **Tutto ciò è in netto contrasto con il mercato globale del petrolio**, dove diversi soggetti approvvigionano più mercati a prezzi tendenzialmente trasparenti. La causa principale di tale difformità risiede nelle diverse proprietà fisiche esistenti tra le due materie prime; mentre l'olio – a normali condizioni di temperatura e di pressione – è liquido e pertanto velocemente trasportabile da una parte all'altra del pianeta a costi relativamente bassi, il gas invece necessita di particolari e costose infrastrutture per non essere disperso. Queste ultime per essere costruite devono garantire al produttore il rientro – nel lungo periodo – del proprio investimento iniziale. **Gas e petrolio sono comunque fonti di energia dalle caratteristiche affini, ma non per questo vanno considerati come perfettamente sostituibili.**

#### 1. COME SI DETERMINA IL PREZZO DEL GAS

In Europa, il prezzo del gas viene fissato attraverso la negoziazione di due diverse modalità contrattuali:

- I contratti denominati *take or pay*;
- Il mercato *spot*.

Nei primi – in un quadro di fornitura sicuro e di lungo periodo (che giunge anche a 25-30 anni) – **il fornitore si impegna a consegnare quantitativi annuali di gas**, per l'intera durata del contratto, ad un prezzo in parte concordato e tendenzialmente stabile; nel contempo, l'acquirente è giuridicamente vincolato dall'acquisto di almeno una quota minima di tale gas (*minimum pay*), oppure a pagare una penale nel caso in cui ciò non avvenga. Tale clausola (*take or pay*) riflette le possibili difficoltà del fornitore nel dovere fare ricorso allo stoccaggio o addirittura alla limitazione della produzione e può avere un costo per il compratore non indifferente potendo arrivare a coprire sino all'80% dell'importo della materia prima. I ***take or pay***, utilizzati anche nella vendita di GNL – sia pure con opportune specificità – hanno reso possibile l'approvvigionamento di gas naturale, oltre a costituirne contrattualmente la spina dorsale.

In generale il successo di tale tipologia contrattuale risiede nel fatto che esso garantisce, al contempo, introiti certi e duraturi ai fornitori (che possono così pianificare anche

ingenti investimenti infrastrutturali) e forniture costanti a prezzi – almeno in parte – fissi ai compratori.

**Nel mercato *spot***, invece, la vendita per contanti del gas viene a essere determinata dal classico equilibrio tra domanda e offerta. In Europa, nonostante i processi di liberalizzazione in corso da circa due decenni, non esiste un unico mercato *spot*, bensì diversi mercati intercorrelati ciascuno con le proprie particolarità; ed esempio, dove il mercato è più liquido, si ha una fortissima influenza dei fondamentali fisici della materia prima sulla struttura e sul livello dei prezzi. **Attualmente, una quota sempre più consistente di gas naturale – anche se ancora significativamente minoritaria rispetto a quella trattata attraverso i *take or pay* – viene acquisita sulla base di transazioni in contanti, avvalendosi quindi delle evoluzioni, a breve termine, del mercato *spot* di riferimento.** In particolare, nell'Europa continentale (escludendo quindi la Gran Bretagna dove i contratti del gas sono sostanzialmente tutti *spot*) si stima al 90% la quota venduta tramite *take or pay* e al 10% quella tramite mercati *spot*.

## 2. PREZZI DEL GAS E INDICIZZAZIONE

Sulla scia del primo *shock* petrolifero del 1973, **la quasi totalità dei contratti di gas a lungo termine sono correlati al prezzo del petrolio** grazie a una sorta di indicizzazione; più precisamente, il prezzo del gas naturale dipende – in buona parte – dai prezzi di alcuni prodotti petroliferi, in particolare gasolio da riscaldamento e olio combustibile venutisi a determinare nel corso del semestre precedente. Si può dunque affermare che il prezzo del gas “segue” quello del petrolio con alcuni mesi di scarto.

Per quanto riguarda l'indicizzazione dei contratti a lungo termine con acquirenti europei – i quali, al momento, coprono il 50% circa del consumo interno dell'Unione Europea – esistono due principali modelli:

- I contratti per il **gas importato dall'Algeria;**
- I contratti per il **gas importato dalla Norvegia e dalla Russia.**

I primi sono agganciati al petrolio greggio per il 69,5% del prezzo del gas algerino, a derivati leggeri (nafta, benzina, cherosene) per il 19,3% e a derivati pesanti (combustibili meno pregiati usati soprattutto nelle centrali termoelettriche) per il 5,6% (oltre a un costo fisso anch'esso pari al 5,6%). I secondi invece sono piuttosto simili tra di loro; infatti sono indicizzati a derivati leggeri per il 52,1% (nel caso dei norvegesi) e per il 53,1% per i russi, e a derivati pesanti (35,2% per i norvegesi e 39% per i russi); differiscono, in piccola parte, le percentuali minoritarie: infatti, se per entrambi una quota del 3,1% è legata al prezzo del carbone, per i soli norvegesi, un 4% è indicizzato al prezzo *spot* del gas da essi stessi estratto.

Per quanto attiene ai contratti intra-europei, possiamo distinguere:

- I contratti provenienti dalla **regione di produzione dei Paesi Bassi;**
- I contratti provenienti dalla **regione di produzione del Regno Unito.**

Mentre il gas olandese riproduce nella sostanza la **ripartizione russo-norvegese** – infatti, il 55,4% dipende dai derivati leggeri mentre il 36,5% da quelli pesanti – alquanto differente è la situazione dei contratti per il gas britannico. Questi ultimi sono indicizzati per il **37% al prezzo spot del gas** (a fronte dell'1,8% degli olandesi) e per il 28,1% all'andamento inflazionistico; sempre negli accordi britannici, i derivati leggeri agganciati per l'11% e quelli pesanti per il 9,2% rappresentano comunque una quota inferiore, ma non irrilevante. È importante evidenziare come tale specificità anglosassone rifletta il fatto che l'NBP britannico (*National Balancing Point*) sia – per longevità e liquidità – l'*hub* europeo *spot* più grande e sviluppato (seguono il belga Zeebrugge e l'olandese TTF).

### 3. COME SI DETERMINA IL PREZZO DEL PETROLIO

A livello globale, il prezzo del petrolio viene ad essere definito dalla combinazione dei seguenti fattori:

- L'andamento della domanda e dell'offerta;
- I fondamentali macroeconomici dei principali paesi fornitori e acquirenti;
- Il cambio euro/dollaro;
- Le scorte, le risorse e le riserve;
- La speculazione;
- La geopolitica dell'energia.

Nel mercato mondiale, nel corso del 2010, la domanda giornaliera di petrolio è stata di 88 mb/g; in base al tetto stabilito dai Paesi OPEC a partire da febbraio 2009 (spesso non rispettato), la loro offerta è di 24,85 mb/g (l'Iraq è membro dell'OPEC ma al momento non gli è riconosciuta ufficialmente una quota di produzione). A quest'ultima però va sottratta, dall'inizio del conflitto datato febbraio 2011, la produzione libica (1,56 mb/g). Lo scorso maggio, il Cartello ha estratto 26,50 mb/g, a cui vanno aggiunti 2,68 mb/g dell'Iraq.

Nel corso del 2010, i Paesi cosiddetti non OPEC hanno offerto 52,72 mb/g (escludendo Angola ed Ecuador); tra questi, quelli che componevano l'ex Urss hanno prodotto 13,55 mb/g (di cui la Russia con 9,93 mb/g è stata il maggiore produttore mondiale).

**L'andamento di domanda e offerta si modifica in base all'evoluzione dei dati macroeconomici** (in particolare, Prodotto interno lordo, Bilancia dei Pagamenti e inflazione) forniti periodicamente dalle principali economie. Inoltre, essendo il prezzo del greggio espresso in dollari Usa, è di fondamentale importanza osservare il trend del tasso di cambio (per la zona Euro quindi, le oscillazioni euro/dollaro), il cui valore nominale può avere forti ripercussioni sul costo finale (e quindi anche sulla Bilancia Commerciale). Altrettanto importanti sono le quantità di scorte che si trovano nei depositi delle compagnie petrolifere – a maggiori scorte e aumento dell'offerta corrispondono in genere prezzi più bassi – così come agli aggiornamenti statistici relativi alle risorse ovvero alle quantità di greggio

teoricamente presenti in un giacimento e alle riserve cioè, le risorse estraibili in base alle possibilità tecnologiche attuali.

**Il mercato del petrolio è inoltre indubbiamente caratterizzato da una forte componente speculativa internazionale** che ne altera il prezzo; i cosiddetti *futures* – nella sostanza, contratti a termine definiti dall'autorità di Borsa competente, in base a cui le controparti (acquirente e venditore) si impegnano a scambiarsi un bene specifico a un prezzo (*futures price*) e a una scadenza prefissati – paiono influenzati dalle percezioni dei *traders* che operano nel corrispondente mercato, più che dalle variabili reali precedentemente messe in evidenza. Basti pensare che – nella sola Borsa dei *futures* – le posizioni sul mercato vengono ad essere chiuse quasi sempre prima della naturale scadenza, con il risultato che una frazione minima dei beni scambiati (il 2% circa) viene consegnata fisicamente al cliente. Da ultimo, ma non per questo di minor importanza, è l'evoluzione del contesto geopolitico. Momenti di forte tensione internazionale, infatti, scontano solitamente un aumento del prezzo del petrolio.

Le sommosse del Nord Africa e più in generale nei Paesi arabi ne sono un tipico esempio: in Libia, lo scoppio delle rivolte (17 febbraio 2011) e l'inizio delle operazioni belliche della NATO (19 marzo 2011) hanno contribuito ad un aumento del prezzo del barile. Al Nymex di New York, la principale Borsa in cui viene prezzato il greggio denominato West Texas Intermediate (WTI), si è passati dagli 84,99 \$/b del 16 febbraio 2011, al massimo di 113,5 \$/b datato 2 maggio 2011 (il differenziale tra il *Brent*, eccezionalmente più costoso e benchmark per l'Europa, e il WTI si è amplificato nel corso degli ultimi mesi passando da una media di circa 10 \$/b sino a sfiorare i 22 \$/b il 13 giugno 2011). A inizio luglio il WTI viene quotato a 97,29 \$/b, ancora ampiamente al di sopra dei valori precedenti l'inizio del conflitto.

Mentre nel caso del gas, i grandi monopolisti (proprietari e/o gestori dei gasdotti) operano direttamente sul mercato attraverso accordi bilaterali tra acquirente e produttore, le imprese petrolifere possono utilizzare, nella sostanza, tre diverse tipologie contrattuali nei confronti dei Paesi produttori:

- Il contratto di concessione;
- I “*Production Sharing Agreement*”;
- Il contratto di servizio.

Nella **concessione**, il Paese che possiede la materia prima nel proprio sottosuolo conferisce alle compagnie straniere l'esclusiva sulle attività di esplorazione e sfruttamento delle risorse dietro corresponsione di *royalties* e tasse.

Nei “***Production Sharing Agreement***” invece, la compagnia nazionale assume la maggior parte dei costi e dei rischi legati all'esplorazione congiuntamente alla multinazionale del Paese ospite, la quale viene a sua volta compensata con una compartecipazione agli utili. Viceversa, nei **contratti di servizio** (*Engineering, Procurement, Construction*), per la com-



pagnia estera si prevede un compenso per il solo servizio fornito; più precisamente, tale corrispettivo – detto *fee* – scatta per ogni barile prodotto oltre una quota minima – *plateau* – frutto della negoziazione tra la compagnia straniera e il Ministero dell’Energia del Paese produttore. È importante osservare come in quest’ultima tipologia contrattuale (che ha caratterizzato molti degli accordi recentemente raggiunti in Iraq, ENI compresa) due sono gli elementi importanti: il livello della produzione che può essere raggiunto dal giacimento e la durata temporale dell’intesa.

Al di fuori dei normali canali di approvvigionamento e dei contratti di fornitura duraturi, si distinguono due tipi ulteriori di contrattazione: il mercato finanziario, dove vengono essenzialmente scambiati i cosiddetti “barili di carta” e lo *spot market* che rappresenta approssimativamente il 30% dello scambio di volumi fisici di greggio del mercato mondiale.

#### 4. SCENARI FUTURI

Per quanto attiene l’evoluzione di breve periodo dei prezzi del petrolio (quindi, la futura indicizzazione del gas), si possono distinguere i seguenti tre scenari:

- Prezzo basso;
- Prezzo medio;
- Prezzo alto;

**Nella prima ipotesi**, si ritiene che il costo del barile scenderà entro la fine del 2011. Ciò potrebbe verificarsi nel caso in cui le stime fornite dall’Agenzia Internazionale per l’Energia indichino – quanto meno – un rallentamento della crescita della domanda mondiale di greggio accompagnata da un reale e duraturo aumento dell’offerta da parte dell’Arabia Saudita (dopo il fallimento del vertice dell’OPEC dell’8 giugno 2011, con una decisione unilaterale, Riad ha deciso di accrescere il proprio output di greggio dai 9 mb/g di maggio 2011 ad oltre i 10 mb/g raggiungibili nel corso di luglio 2011). Inoltre, un eventuale processo di stabilizzazione in Nord Africa e Medio Oriente potrebbe favorire una riduzione dei prezzi.

**Il secondo scenario** – quello medio – prevede il sostanziale mantenimento degli attuali elevati prezzi del barile che potrebbero rimanere tali se, nella seconda metà del 2011, permarranno le difficoltà di fornitura legate ai Paesi produttori e la persistente forte domanda di alcuni Paesi emergenti. Inoltre, nel caso in cui la ripresa economica Usa fosse più debole del previsto, essa sarebbe ad ogni modo più che compensata dalla crescita di Cina e India.

**L’ultimo scenario** prevede invece un ulteriore aumento del prezzo del petrolio, entro la fine del 2011, così come peraltro annunciato dalle tre principali agenzie di *rating* il 25 maggio scorso: infatti, Goldman Sachs ha stimato il *Brent* in aumento da 105 a 120 \$/b (da 120 a 140 \$/b per la fine del 2012), Morgan Stanley da 100 a 120 \$/b (da 105 a 130 \$/b nel 2012) mentre JP Morgan ha previsto di toccare i 130 \$/b entro il terzo trimestre 2011. Le

motivazioni addotte per giustificare tali incrementi sono sia un miglioramento del trend dell'economia globale, sia il ruolo della finanza come conseguenza di un rialzo del valore delle *commodities futures*. La prosecuzione delle operazioni belliche in Libia potrebbe ulteriormente avvalorare tale prospettiva (di fatto, la NATO ha già annunciato l'estensione delle proprie attività contro Tripoli, fino a settembre 2011).

## 5. CONCLUSIONI

**La sostituibilità degli idrocarburi liquidi al gas** – principio base grazie al quale il prezzo contrattato deve essere competitivo (quindi, indicizzabile) con quello del prezzo dei carburanti alternativi – non sempre ha trovato riscontro nella realtà; ne sono stati un esempio, la crisi Russo-Ucraina del 2006, l'eccezionale ondata di freddo in Europa nel febbraio 2010, che ha coinciso con l'incendio all'impianto di stoccaggio di Rough (Regno Unito);

**Nel biennio 2008/10**, in Europa, diversi contratti "take or pay" sono stati in parte rinegoziati (ad esempio, tra Gazprom ed E.On e la stessa ENI). I compratori hanno chiesto con forza di indicizzare il prezzo al mercato *spot*, ma senza un reale successo. In realtà, volumi contrattuali non troppo consistenti sono stati venduti ai prezzi (in quel momento, più bassi) dei vari *hub* dell'Europa continentale. Tale pressione però non ha reciso il solido legame al petrolio che è, ad oggi, immutato nella sostanza. Oltre a ciò, nel corso dei primi mesi del 2011, le strette al ribasso esercitate dal mercato *spot* sui *take or pay* – come conseguenza della vendita da parte dei compratori dei surplus di gas a causa degli effetti della crisi economica – pare abbiano esaurito la propria spinta;

**Nel prossimo futuro**, sia l'ulteriore espansione dei mercati *spot*, così come la maggiore capacità di importazione tramite LNG (più che il costoso ed inquinante *shale gas*), non dovrebbero comunque portare, né ad una diminuzione sostanziale della stipula di contratti di lungo periodo, né alla fine del meccanismo di indicizzazione al barile; tutt'al più, potranno comparire clausole *take or pay* meno stringenti, revisioni dei prezzi più frequenti piuttosto che un'attenuazione del grado di ancoraggio al greggio. Molto dipenderà dalla spinta a liberalizzare il mercato proveniente dall'Unione Europea, la quale tenterà di mettere ulteriore pressione sul tradizionale legame tra petrolio e gas tramite, ad esempio, l'obbligo di vendere quantità sempre maggiori di gas in contratti a lungo termine sul mercato locale, *hub (gas release programs)*;

**La crisi in Libia** ha contribuito ad un incremento del prezzo del barile, oltre ai prezzi *spot* del gas. Visto il meccanismo di adeguamento semestrale al greggio presente nei contratti a lungo termine, tale situazione porterà ad un aumento del costo del metano entro la fine del 2011. Inoltre, l'intervento militare in Libia pare stia mettendo in crisi anche i rapporti tra l'OPEC e i Paesi consumatori, oltre alle relazioni tra gli stessi membri del Cartello. La manovra attuata il 23 giugno 2011 dall'Agenzia internazionale dell'energia dei 28 paesi membri – con la quale si prevede di accedere alle riserve strategiche attraverso l'immissione sul mercato di 60 milioni di barili per 30 giorni (2mb/g nella sostanza) – pare essere la di-

mostrazione della diffidenza attorno alla reale possibilità che i sauditi riescano nell'intento di aumentare l'offerta di greggio, al fine di calmarne il prezzo;

Tuttavia, nonostante **le forti tensioni geopolitiche**, i prezzi dell'oro nero non sembrano unicamente seguendo la dinamica della domanda reale, bensì **crescono/diminuiscono con estrema volatilità anche sulla base di logiche speculative che a loro volta scaturiscono dall'acquisto di prodotti finanziari derivati emessi sulle commodities**.

## BIBLIOGRAFIA

Andrea Bianchi, *Il mercato spot del gas naturale in Europa*, 16 marzo 2010, [www.agienergia.it](http://www.agienergia.it).

Cristiano Francese, *Petrolio e gas – Per sempre legati dal prezzo?*, 16 marzo 2010, [www.agienergia.it](http://www.agienergia.it).

Davide Tabarelli, *Mossa inattesa ma positiva*, 24 giugno 2011, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Giovanni Ercolani, *L'energia nuova frontiera dell'Intelligence*, Gnosis n. 2, 2008; [www.sisde.it](http://www.sisde.it).

Jonathan Stern and Howard Rogers, *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*, NG 49 The Oxford Institute for Energy Studies, marzo 2011;

Massimo Mucchetti, *A conti fatti. Gas e gasdotti dopo l'Authority*, «Corriere della Sera», 16 gennaio 2011;

Mit Energy Initiative, Interim Report, *The Future of Natural Gas*, 2010, [www.mit.edu](http://www.mit.edu).

Paolo Natali, *I contratti di gas a lungo termine in Europa*, 16 marzo 2010, [www.agienergia.it](http://www.agienergia.it).

Rapporto di Analisi dei Mercati dei Combustibili: *Scorte e OPEC spingono i prezzi al ribasso*, Istituto di ricerca NE-Nomisma Energia, giugno 2011.

Roberta Miraglia, *Esenzione Ue per South Stream*, 16 giugno 2011, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Roberto Bongiorno, *Spaccatura al vertice Opec. Non passa la linea di Riad*, 9 giugno 2011 [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Roberto Bongiorno *L'Occidente sblocca le riserve*, 24 giugno 2011, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Sissi Bellomo, *Petrolio, Riad avanti da sola*, 11 giugno 2011, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Sissi Bellomo, *Sul petrolio è di nuove "effetto Goldman Sachs"*, 25 maggio 2011, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com).

Terrel Benke, *Gasprom's Pricing Strategy Paid Off in 2010*, 18 febbraio 2011, [www.pfcenergy.com](http://www.pfcenergy.com).

## SITI CONSULTATI

[www.iea.org](http://www.iea.org)

[www.nomismaenergia.it](http://www.nomismaenergia.it)

[www.eni.com](http://www.eni.com)

[www.gazprom.com](http://www.gazprom.com)

[www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)  
[www.staffettaonline.com](http://www.staffettaonline.com)  
[www.cia.gov](http://www.cia.gov)

L'OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE È UN PROGETTO DI COLLABORAZIONE TRA SENATO DELLA REPUBBLICA, CAMERA DEI DEPUTATI E MINISTERO DEGLI AFFARI ESTERI CON AUTOREVOLI CONTRIBUTI SCIENTIFICI.

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

## Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico per le relazioni internazionali.

## Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana.

## Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

## Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

---

## Focus:

### **Flussi migratori**

### **Mediterraneo e Medio Oriente**

### **Relazioni Transatlantiche**

### **Sicurezza energetica**

*Le opinioni riportate nel presente dossier sono riferibili esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.*

*Coordinamento redazionale a cura della:*

---

Camera dei deputati  
SERVIZIO STUDI  
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI  
Tel. 06.67604939  
e-mail: [st\\_affari\\_esteri@camera.it](mailto:st_affari_esteri@camera.it)